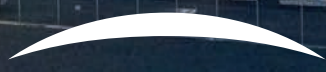


DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL 2023

incluant le rapport financier annuel




engie

SOMMAIRE

1

Présentation du Groupe

RFA 1.1	Histoire et organisation	8
RFA 1.2	Stratégie et objectifs	12
1.3	Recherche et innovation	13
RFA 1.4	Performance financière	14
RFA 1.5	Performance RSE	17
1.6	Présentation des activités du Groupe	20
1.7	Propriétés immobilières, usines et équipements	37

2

Facteurs de risque et contrôle interne **RFA**

2.1	Processus de gestion des risques	41
2.2	Facteurs de risque	43
2.3	Procédures de contrôle interne	59

3

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE **RFA**

3.1	Responsabilité Sociétale d'Entreprise	64
3.2	Modèle d'affaires	71
3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	73
3.4	Informations sociales	85
3.5	Informations environnementales	107
3.6	Informations sociétales	116
3.7	Achats, sous-traitance et fournisseurs	120
3.8	Éthique et <i>compliance</i>	121
3.9	Plan de vigilance	124
3.10	Annexe - Tableaux taxonomie	136
3.11	Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	151
3.12	Rapport d'assurance raisonnable des commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	154

4

Gouvernement d'entreprise

RFA 4.1	Organisation et fonctionnement de la gouvernance	158
RFA 4.2	Rémunération des mandataires sociaux et des membres du comité exécutif	190
RFA 4.3	Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise	210
RFA 4.4	Code de gouvernement d'entreprise	216
4.5	Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	217

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

RFA 5.1	Informations sur le capital	220
RFA 5.2	Titres non représentatifs du capital	222
5.3	Obligations vertes	223
RFA 5.4	Actionnariat	232
5.5	Calendrier des communications financières	234

6

Informations financières **RFA**

6.1	Examen de la situation financière	236
6.2	Comptes consolidés	253
6.3	Rapport des commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	364
6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2023	371
6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416

7

Informations complémentaires

7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	422
7.2	Contrats importants	423
RFA 7.3	Litiges et arbitrages	423
7.4	Documents accessibles au public	424
RFA 7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
7.6	Table de conversion	424
7.7	Unités de mesure	425
7.8	Sigles et acronymes	426
7.9	Glossaire	427
7.10	Index thématique	430
7.11	Table de concordance	431

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

En couverture : Le site d'Hazelwood, vitrine du stockage par batteries pour ENGIE, a été mis en service en juillet 2023 sur le site d'une ancienne centrale électrique et d'une mine à charbon. Ce projet témoigne l'engagement du Groupe à se retirer de la production d'électricité à partir du charbon. La réhabilitation de la dépression de la mine (au centre de l'image) stabilisera et assainira le terrain, pour de potentiels futurs usages productifs. Plus d'informations sur www.hazelwoodrehabilitation.com.au



Document d'enregistrement universel 2023

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 7 mars 2024 sous le numéro D.24-0085 auprès de l'AMF, en sa qualité d'autorité compétente au titre du règlement (UE) 2017/1129, sans approbation préalable conformément à l'article 9 dudit règlement. Le Document d'enregistrement universel peut être utilisé aux fins d'une offre au public de titres financiers ou de l'admission de titres financiers à la négociation sur un marché réglementé s'il est complété par une note d'opération et le cas échéant, un résumé et tous les amendements apportés au Document d'enregistrement universel. L'ensemble alors formé est approuvé par l'AMF conformément au règlement (UE) 2017/1129.

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

MESSAGE DU PRÉSIDENT & DE LA DIRECTRICE GÉNÉRALE



CATHERINE MACGREGOR
Directrice Générale

JEAN-PIERRE CLAMADIEU
Président du Conseil d'Administration

Quelle est votre perspective sur les transformations du paysage énergétique mondial ?

Jean-Pierre Clamadieu : Un nouvel ordre énergétique mondial s'est installé, porté par la nécessité de sécuriser notre approvisionnement et de décarboner nos économies. 2023 a été une année record pour la transition énergétique : en termes de capacité de production d'électricité renouvelable additionnelle installée dans le monde (+ 510 GW !) ou encore d'investissements dans les énergies propres (1,7 trillion d'euros). Cependant, ces tendances favorables à l'accélération de la transition s'inscrivent dans un cadre incertain, marqué par de fortes tensions géopolitiques et la reconfiguration des alliances régionales. Les marchés de l'énergie demeurent volatils, dans un contexte macro-économique de faible croissance et des taux d'intérêts élevés. Enfin, la compétition internationale s'intensifie sur ces activités de transition, un exemple marquant étant la mise en oeuvre de l'*Inflation Reduction Act* (IRA) aux États-Unis. Face au risque de désindustrialisation, l'Europe se mobilise pour apporter une réponse réglementaire forte, un débat essentiel, auquel nous contribuons activement. Enfin, nous observons une polarisation grandissante des acteurs vis-à-vis des réponses à apporter à la crise climatique, avec un soutien parfois fluctuant à la transition énergétique.

Quelles sont les conséquences de ces transformations pour l'Europe et son mix énergétique ?

Jean-Pierre Clamadieu : Nous devons répondre à un triple défi : décarboner notre mix énergétique, maintenir la compétitivité de nos économies et assurer notre sécurité d'approvisionnement. Nous sommes convaincus qu'accélérer la transition énergétique est essentiel pour réaliser ce triptyque. C'est ce que nous démontrons dans notre scénario de décarbonation pour l'Europe à l'horizon 2050. Une trajectoire Net Zéro Carbone qui répond à ces trois objectifs est à notre portée. Elle s'appuie sur un mix énergétique équilibré, qui garantit la fiabilité et la résilience du système, tout en minimisant ses coûts. De ce scénario, nous retenons cinq conclusions en particulier. Il nous faut d'abord actionner tous les leviers possibles de décarbonation. Deuxièmement, l'alliance de l'électron et de la molécule est clé pour réussir la transition énergétique. Troisièmement, nous devons développer massivement les énergies renouvelables électriques, en multipliant par six notre production d'électricité à partir d'énergie solaire et éolienne. Quatrièmement, nous devons préparer dès maintenant les grandes capacités de flexibilité (batteries, hydroélectricité, etc.) qui seront nécessaires à l'équilibrage des réseaux. Enfin, sobriété et efficacité énergétique seront également indispensables pour atteindre nos objectifs, avec une réduction attendue de la demande énergétique de 34 % d'ici 2050.

En quoi le modèle intégré d'ENGIE lui assure-t-il un positionnement unique pour mener la transition ?

Catherine MacGregor : Le modèle intégré d'ENGIE se fonde d'abord sur la complémentarité de nos activités, avec nos quatre GBU développant toutes les composantes nécessaires à un mix énergétique bas carbone, et GEMS, notre entité de gestion de l'énergie, au cœur de ce modèle. Nous sommes parmi les *leaders* mondiaux des énergies renouvelables avec une plateforme que nous renforçons continuellement : 41,4 GW de capacité installée. Nous opérons les infrastructures nécessaires à notre sécurité d'approvisionnement, tant électriques que gazières : 5 720 km de lignes électriques, une capacité de 11 TWh de biométhane connectée à notre réseau. Nous développons notre portefeuille de solutions de flexibilité en complément aux renouvelables, avec notamment 1,3 GW de batteries en opération en ce début d'année 2024. Nous développons également les infrastructures décentralisées nécessaires à la décarbonation de nos clients, comme par exemple notre portefeuille de réseaux de chaleur (20,2 GW en opération). Mais surtout, plus que la somme de ces activités, nous nous distinguons par notre capacité à les intégrer dans une gestion efficace et optimisée de l'énergie, en nous assurant que les électrons et les molécules sont disponibles au bon endroit et au bon moment. Nous disposons d'un portefeuille d'actifs complémentaires, géré de manière optimisée grâce à une connaissance fine des marchés : c'est ce qui permet à ENGIE de faire la différence. En 2023, grâce à la solidité de ce modèle, nous avons réalisé une excellente performance opérationnelle et financière.

En quoi minimiser le coût de la transition est essentiel à son acceptabilité sociale et à sa réussite ?

Catherine MacGregor : Sans acceptabilité sociale, nous ne pourrions pas mettre en œuvre la transition énergétique - et c'est une victoire encore loin d'être acquise. Le principal argument opposé à cette transition est son coût : selon nos niveaux de vie ou notre localisation géographique, nous ne sommes pas tous égaux dans notre capacité à soutenir la transition énergétique. C'est pourquoi il est capital de démontrer qu'une transition énergétique désirable pour tous, abordable et socialement équitable, est possible. Je suis convaincue que la transition énergétique sera synonyme d'importantes opportunités pour nos économies. Elle sera une créatrice nette d'emplois stables et locaux. Selon le scénario Net Zéro Carbone de l'Agence Internationale de l'Énergie, ce sont 17 millions d'emplois qui seront créés dans le secteur de l'énergie d'ici 2030. De plus, la transition énergétique n'alimentera pas la hausse des prix de l'énergie : les énergies renouvelables sont désormais plus compétitives que les actifs thermiques de gaz ou de charbon, et fournissent une assurance prix en cas de crise de par leur moindre dépendance au contexte géopolitique. Face à un coût de l'inaction dévastateur, source de fortes pertes économiques et aggravant les inégalités - n'oublions pas que ce sont 68 à 135 millions de personnes qui pourraient tomber dans la pauvreté d'ici 2030 à cause du changement climatique - la transition énergétique nous assure un futur plus désirable, préservant notre prospérité et notre cohésion sociale.

“...une transition énergétique désirable pour tous, abordable et socialement équitable, est possible.”

Comment le Groupe a-t-il progressé sur ses engagements ESG ?

Jean-Pierre Clamadieu : En 2023, nous avons d'abord tenu nos engagements pour le climat. Nous avons continué à réduire nos émissions de gaz à effet de serre, avec 52 millions de tonnes d'émissions dues à la production d'énergie. En termes de capacités renouvelables, nous avons atteint notre objectif de 3,9 GW additionnels installés, avec une part de renouvelables dans notre mix énergétique qui représente désormais 41 %. De plus, nous sommes l'entreprise ayant émis le volume le plus élevé d'obligations vertes en 2023 au niveau mondial, avec près de 5,99 milliards d'euros. Dans le même temps, nous avons lancé des initiatives ambitieuses pour contribuer à la décarbonation de nos fournisseurs. Nous avons également renforcé nos engagements en faveur de la préservation de la nature, dans le cadre de l'initiative Act4 Nature. Nous nous sommes notamment engagés à réduire notre consommation d'eau douce liée à nos activités de production d'énergie de 70 % en 2030 par rapport à 2019. Enfin, nous avons progressé concernant nos engagements sociétaux, en atteignant notamment notre objectif 2023 de 31 % de femmes managers.

Au regard de sa stratégie, quelles sont les priorités du Groupe pour transformer sa culture industrielle ?

Catherine MacGregor : Pour mener la transition énergétique, nous aurons besoin d'être un Groupe toujours plus intégré, industriel et digital, disposant de l'expertise et de toutes les compétences nécessaires aux métiers de demain. Une transformation donc continue, au cœur de nos priorités opérationnelles. Notre première priorité demeure la santé sécurité, avec la poursuite du déploiement de notre plan ENGIE *One Safety*. C'est une nouvelle culture de la sécurité que nous intégrons, dans toutes les entités et géographies du Groupe, avec des progrès notables. En 2024, nous intensifierons nos efforts pour atteindre notre objectif de zéro accident mortel. Nous allons également accélérer le déploiement de notre plan dédié au digital, pour développer à l'échelle du Groupe nos solutions - en particulier la gestion des données et l'IA générative. Enfin, dans un contexte de guerre des talents et de transformation des métiers de l'énergie, nous priorisons le développement des compétences de nos collaborateurs.

ENGIE EST UN LEADER MONDIAL DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

NOTRE RAISON D'ÊTRE

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

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

ENGIE EN CHIFFRES ⁽¹⁾

97 300

salariés

302 774 km

de réseaux de transport et de
distribution de gaz et d'électricité

4,3 GW

de capacité installée
de production électrique
d'origine nucléaire

41,4 GW

de capacité totale installée
dans les renouvelables
(+ 3,9 GW en 2023)

58,5 GW

de capacité installée
de production
électrique thermique

1,3 GW

de batteries
en opération

190 000

clients B2B

25,3 GW

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

22,5 M

de contrats de fourniture
d'énergie et de services B2C

20,9 Mds€

d'obligations vertes émises
depuis 2014

RÉSULTATS FINANCIERS 2023

82,6 Mds€

de chiffre d'affaires

5,4 Mds€

de Résultat Net Récurrent part
du Groupe des activités poursuivies

Ratio dette économique
nette / EBITDA

3,1 x

9,5 Mds€

d'EBIT hors nucléaire

8,1 Mds€

d'investissements de croissance

Proposition d'un dividende
2023 de

1,43 € par action

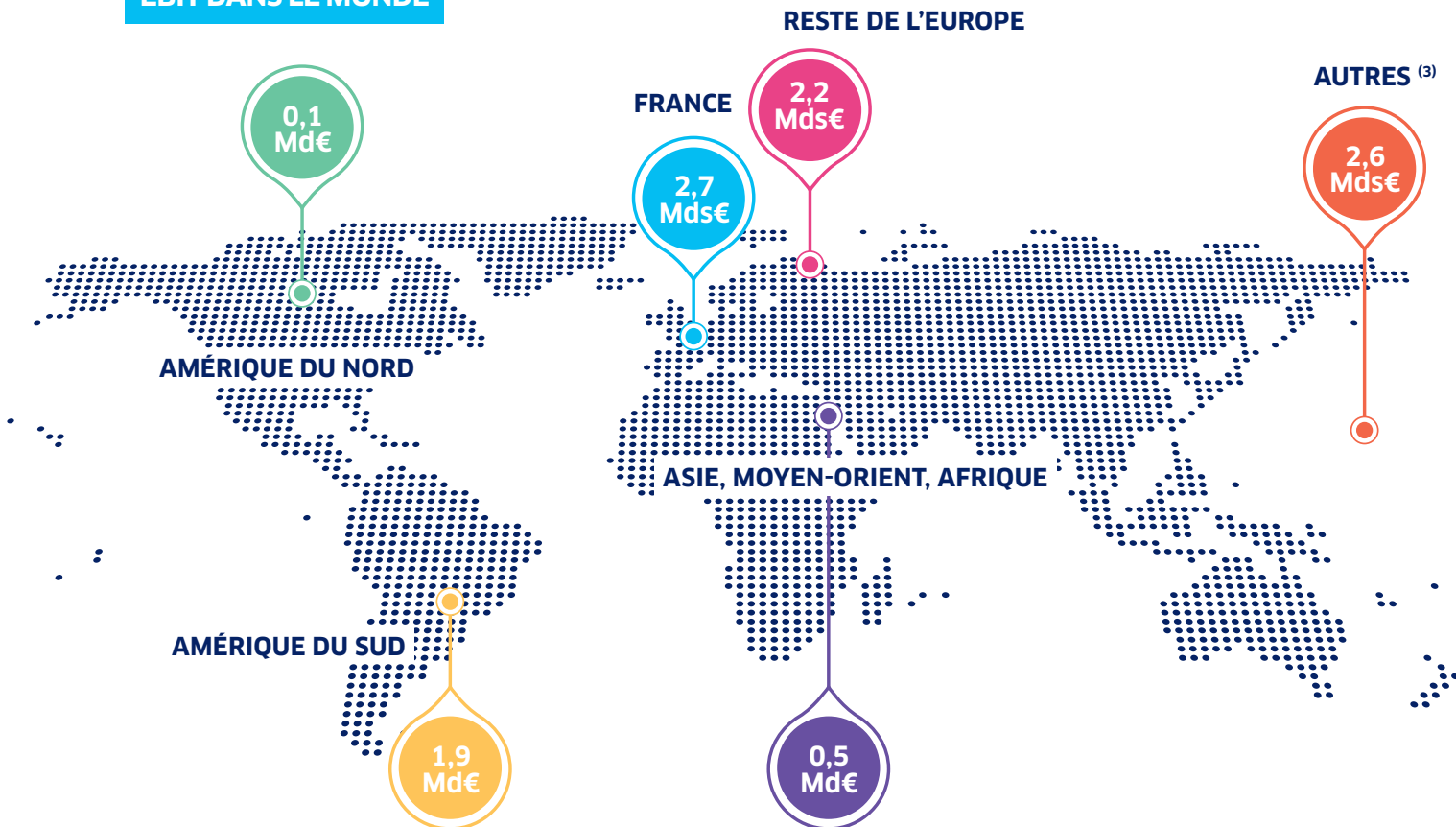
Notation

Strong investment grade

1) Chiffres arrondis au 31 décembre 2023.

2) À 100 %.

EBIT DANS LE MONDE



NOS MÉTIERS :

- RENEUVELABLES
- INFRASTRUCTURES
- ENERGY SOLUTIONS
- FLEXGEN & RETAIL
- NUCLÉAIRE
- AUTRES (dont GLOBAL ENERGY MANAGEMENT & SALES)

OBJECTIFS RSE 2030

43 Mt CO₂ éq.

d'émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie

Entre 40 et 60 %

de femmes parmi les managers du Groupe (31,2 % en 2023)

58 %

des capacités de production électrique issues des renouvelables

3) Englobant notamment GEMS et les activités de holdings et Corporate.

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

Le présent Document d'enregistrement universel intègre :

- tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I. de l'article L. 451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF) ;
- toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 26 avril 2023 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce ;
- tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce, et
- le rapport spécial sur les attributions gratuites d'actions prévu à l'article L. 225-197-4 du Code de commerce.

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

Incorporation par référence

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

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2022 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 225 à 244, et 245 à 368 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 9 mars 2023 sous le numéro D. 23-0082 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2021 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 203 à 222 et 223 à 346 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 9 mars 2022 sous le numéro D. 22-0079.

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

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document d'enregistrement universel contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1 "Histoire et organisation", à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" et à la Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2024-2026". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne".

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

Note

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

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

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

PRÉSENTATION DU GROUPE

1.1 Histoire et organisation	8	1.5 Performance RSE	17
1.1.1 Présentation	8	1.5.1 Politique RSE	17
1.1.2 Histoire et évolution de la Société	8	1.5.2 Atteinte des objectifs RSE à horizon 2030	18
1.1.3 Organisation du Groupe	9	1.5.3 Notations RSE	20
1.2 Stratégie et objectifs	12	1.6 Présentation des activités du Groupe	20
1.2.1 Une feuille de route stratégique à la mise en œuvre continue	12	1.6.1 GBU Renouvelables	20
1.2.2 Un engagement effectif pour la transition énergétique	12	1.6.2 GBU Infrastructures	23
1.2.3 Les objectifs stratégiques déclinés par métier	12	1.6.3 GBU <i>Energy Solutions</i>	28
1.2.4 Performance interne	13	1.6.4 GBU <i>FlexGen & Retail</i>	31
1.3 Recherche et innovation	13	1.6.5 Nucléaire	35
1.3.1 Description et organisation	13	1.6.6 Autres - dont <i>Global Energy Management & Sales (GEMS)</i>	36
1.3.2 Les activités de recherche	14	1.6.7 Modèle d'affaires du Groupe	37
1.4 Performance financière	14	1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements	37
1.4.1 Faits marquants	14		
1.4.2 Objectifs financiers pour la période 2024-2026	15		
1.4.3 Chiffres clés financiers 2023	16		



1.1 HISTOIRE ET ORGANISATION

1.1.1 PRÉSENTATION

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

ENGIE est un leader européen et mondial ⁽¹⁾ dans les domaines de la production d’énergie renouvelable, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés, de la production d’électricité flexible et de la fourniture de gaz et d’électricité :

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

1.1.2 HISTOIRE ET ÉVOLUTION DE LA SOCIÉTÉ

La Société résulte de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France par décisions des Assemblées Générales Mixtes des actionnaires de Gaz de France et de SUEZ en date du 16 juillet 2008, fusion qui a pris effet le 22 juillet 2008.

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

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

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

SUEZ résultait de la fusion de la Compagnie de SUEZ et de la Lyonnaise des Eaux intervenue en 1997. SUEZ était devenu un

groupe international industriel et de services et avait pour mission de répondre aux besoins essentiels dans l’électricité, le gaz, les services à l’énergie et à l’industrie, l’eau et la propreté.

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

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

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

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

(2) Source BNEF.

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

Les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui était propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Le 5 octobre 2020, ENGIE a cédé à VEOLIA la majeure

partie de sa participation dans SUEZ, soit 29,9% du capital. Le 18 janvier 2022, ENGIE a apporté sa participation résiduelle dans SUEZ, soit 1,8%, à l'offre publique d'achat initiée par VEOLIA.

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

1.1.3 ORGANISATION DU GROUPE

À fin 2023, ENGIE est constitué de quatre *Global Business Units* (GBU), de deux entités opérationnelles métier, ainsi que d'un ensemble de fonctions support animées au niveau du Groupe et mutualisées à la maille régionale (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Un dernier ensemble regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe.

Le Groupe s'organise ainsi autour des composantes suivantes :

- **les quatre métiers clés du Groupe sont organisés en *Global Business Units***, responsables de leurs résultats à l'échelle mondiale et de la mise en œuvre de la stratégie dans leur segment d'activités : GBU Renouvelables, GBU Infrastructures, GBU *Energy Solutions* et GBU *FlexGen & Retail*. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie sont organisées en entités opérationnelles dédiées,

distinctes des GBU (respectivement Nucléaire et *Global Energy Management & Sales*, ou GEMS) ;

- **les départements fonctionnels du Groupe pilotent les fonctions support, en appui à la Direction Générale** et en coordination avec les GBU, conçoivent et déploient les politiques Groupe, et pilotent la performance financière et extra-financière. Les départements fonctionnels sont organisés en quatre pôles ;
- **les fonctions support sont organisées dans les géographies, à la maille régionale (les *hubs* régionaux) et dans les pays.** Elles ont un rôle clé en termes de soutien à l'activité des GBU et de développement des synergies. L'ensemble des *hubs* régionaux est piloté au niveau Groupe par une Direction dédiée Transformation & Géographies.

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

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

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

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

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

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

Les activités des différentes GBU sont les suivantes :

- la GBU Renouvelables développe et exploite des actifs de production d'électricité à partir d'énergie solaire, éolienne terrestre et en mer, et hydroélectrique, le cas échéant en connexion avec des batteries ;
- la GBU Infrastructures achemine l'énergie notamment au travers de filiales indépendantes. Pour cela, elle développe et exploite des réseaux de transport et distribution de gaz, stockages et terminaux GNL ainsi que de transport d'électricité. Elle est aussi en charge de la production de biométhane ;
- la GBU *Energy Solutions* développe des infrastructures décentralisées bas carbone (réseaux de chauffage et de

refroidissement, approvisionnement en énergie décentralisée et peu carbonée, mobilité, etc.), et des services associés d'efficacité énergétique ;

- la GBU *FlexGen & Retail* produit et vend de l'énergie. Elle opère et développe des solutions de flexibilité en produisant l'électricité à partir de centrales thermiques et en développant des capacités de stockage d'électricité par batteries et de production d'hydrogène. Elle fournit également du gaz et de l'électricité aux particuliers.

Les entités opérationnelles Nucléaire et GEMS ont des responsabilités similaires aux GBU dans leurs segments d'activités respectifs. Leurs positionnements sont les suivants :

- l'entité opérationnelle Nucléaire est dédiée à la gestion opérationnelle des unités de production nucléaires en Belgique ainsi que des droits détenus dans des centrales françaises ;
- l'entité opérationnelle 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 solutions de gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients.

Chaque GBU et entité opérationnelle métier est supervisée par un Directeur Général Adjoint, membre du Comex. Ces GBU et entités ont ainsi en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble de la filière métier à l'échelle globale.

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

1.1.3.2 Description des fonctions support et de l'organisation géographique

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

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

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche & Innovation, Communication ;
- Finances, Responsabilité Sociétale d'Entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

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

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

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

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

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

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

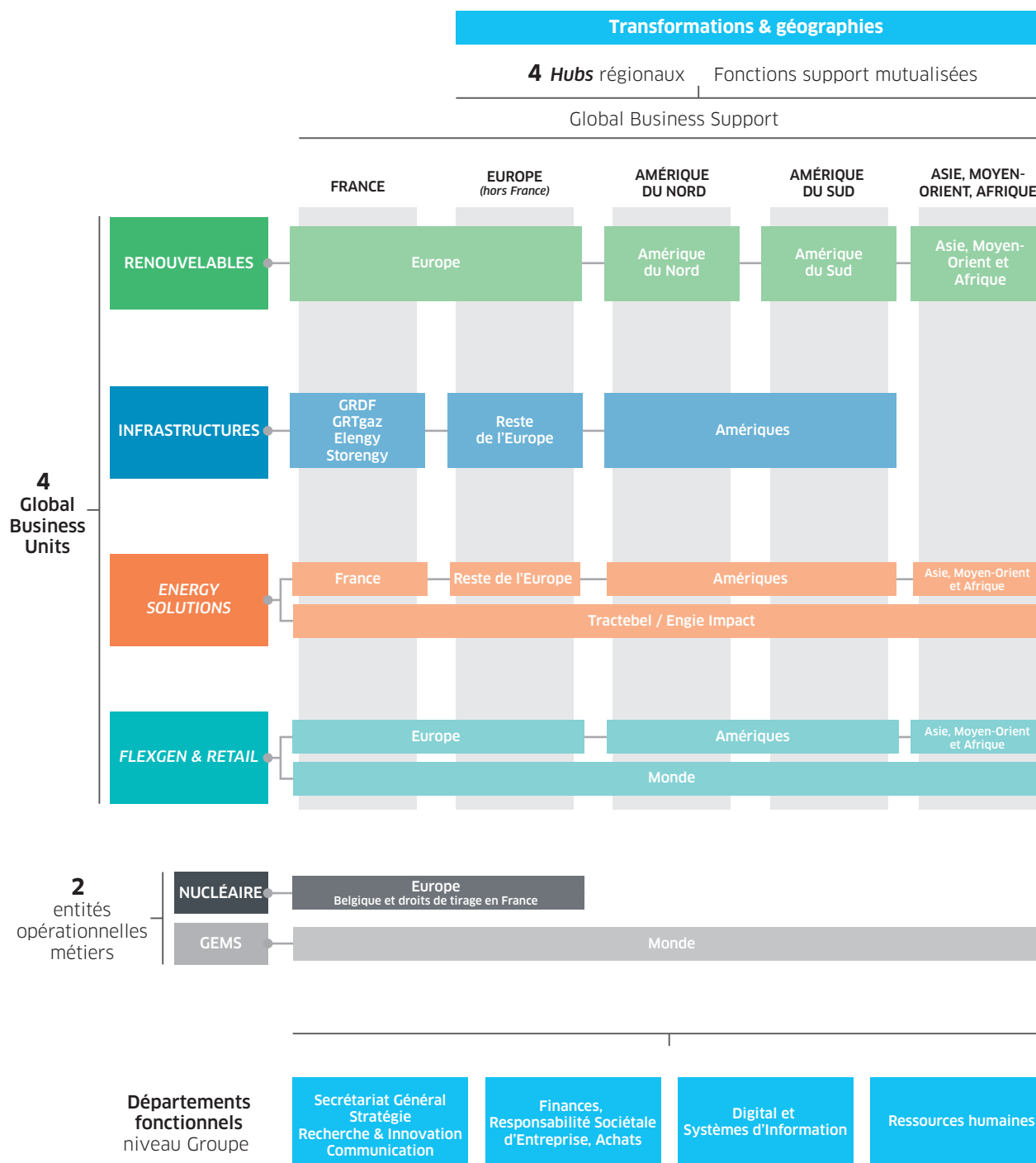
- de superviser et piloter les projets de transformation du Groupe ;
- d'assurer un rôle de supervision et d'accompagnement des projets industriels du Groupe ;
- de toutes les activités relatives à la santé et la sécurité des personnes (salariés, intérimaires et sous-traitants) et des actifs industriels au regard des objectifs que le Groupe se fixe dans ce domaine (*No Life at Risk – No Mind at Risk – No Asset at Risk*, voir Section 3.4.6 Politique de santé-sécurité et Section 3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail).

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 2 443 à fin 2023. En complément des listes figurant en Note 2 "Principales filiales au 31 décembre 2023" de la section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Note 4.4 "Filiales et participations" de la section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com/espace_Finance, rubrique information réglementée).

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

UNE ORGANISATION MATRICIELLE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

Des activités structurées autour des grands métiers



Une mutualisation renforcée des fonctions support

1.2 STRATÉGIE ET OBJECTIFS

Depuis trois ans, le Groupe s'est transformé tout en assurant ses responsabilités, dans un contexte de crise énergétique inédit en Europe, notamment en matière de sécurité d'approvisionnement et de fonctionnement de ses

infrastructures et moyens de production. La mise en œuvre de la feuille de route stratégique élaborée en mai 2021 lui permet d'accélérer, pour devenir un Groupe industriel plus intégré, leader de la transition énergétique.

1.2.1 UNE FEUILLE DE ROUTE STRATÉGIQUE À LA MISE EN ŒUVRE CONTINUE

Au cours des trois dernières années, l'engagement du Groupe dans sa transformation et la mise en œuvre de sa stratégie se sont concrétisés par une série de réalisations :

- une progression significative sur la voie du Net Zéro Carbone, assurée par la cohérence entre les activités et la raison d'être, avec une certification SBTi bien en dessous de 2°C et un engagement à atteindre le Net Zéro Carbone dans quatre pays d'ici 2030 ;
- une vision stratégique de la transition énergétique, incarnée par un scénario de décarbonation pour l'Europe et pour la France, qui a positionné le Groupe dans le débat public ;
- un Groupe plus industriel et intégré, grâce à la mise en place de l'organisation en GBU, à un recentrage réussi, avec un engagement élevé des collaborateurs ;

- une performance financière significativement améliorée, avec une génération de trésorerie et de valeur renforcées, qui ont permis de doubler les investissements de croissance et de générer des rendements durables pour les actionnaires.

ENGIE a notamment concentré son développement sur les énergies renouvelables (électricité et gaz) et les infrastructures décentralisées pour décarboner ses clients. De plus, le Groupe a poursuivi son objectif de recentrage de ses activités (géographie et activités, notamment pour *Energy Solutions*), afin d'augmenter encore davantage son focus et de renforcer sa présence dans ses pays clefs. Le Groupe devrait atteindre courant 2024 son objectif de porter à moins de 30 le nombre de pays du Groupe.

1.2.2 UN ENGAGEMENT EFFECTIF POUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Dans la lignée de la raison d'être adoptée en 2020, le Groupe a pour ambition d'être un leader de la transition énergétique neutre en carbone.

Le Groupe a été certifié par SBTi "bien en dessous de 2°C" en 2023. ENGIE a fixé son objectif de neutralité carbone à l'horizon 2045, sur les scopes 1, 2 et 3 ⁽¹⁾, et s'est fixé un objectif de neutralité carbone dans quatre pays d'ici 2030. Le Groupe ambitionne de diviser par deux l'intensité carbone de l'énergie qu'il produit entre 2017 et 2030 et d'éviter l'émission de 45 millions de tonnes de CO₂ par ses clients. Chaque activité du Groupe doit s'inscrire dans une trajectoire carbone qui lui est assignée, avec des budgets carbone et un suivi opérationnel des performances carbone à l'instar des performances financières. La sortie du charbon a été fixée pour 2025 en Europe et 2027 à l'échelle mondiale, en privilégiant la fermeture et la reconversion des centrales, et en accompagnant les acteurs dans leur plan de transition. Les plans d'actions de performance, dont bénéficient notamment les cadres dirigeants, sont pour partie conditionnés à l'atteinte d'objectifs carbone.

A côté des efforts d'efficacité énergétique et de sobriété, et d'électrification d'un certain nombre d'usages, le développement des gaz renouvelables (hydrogène bas carbone, biométhane, méthane de synthèse) et de la chaleur, indispensables pour des usages industriels et de mobilité

lourde notamment, est nécessaire à la réussite de la transition énergétique. En matière de gaz verts, ENGIE dispose de compétences lui permettant de développer des positions sur l'ensemble de la chaîne de valeur : production, infrastructures, écosystèmes de mobilité, achats et ventes. Le Groupe vise pour 2030 une production de 10 TWh par an en Europe de biométhane et travaille à la mise en service de 4 GW de capacité de production d'hydrogène.

Porté par l'accélération de la décarbonation et la demande en énergie bas carbone, ENGIE est très bien positionné pour accélérer et répondre à la demande des citoyens, des élus et des industriels. Fort de sa capacité à mobiliser des vecteurs énergétiques complémentaires au service de la transition, le Groupe dispose de compétences clés sur toute la chaîne de valeur, depuis la production, le transport, la distribution et les services jusqu'au consommateur final. Son modèle intégré, ses positions fortes dans les énergies renouvelables, les infrastructures centralisées comme les infrastructures décentralisées, lui permettent de conduire des programmes de décarbonation ambitieux à destination de ses clients. Il peut mobiliser en outre ses capacités transverses en structuration financière, conception et conduite de projets, ainsi que ses plateformes digitales mondiales au bénéfice des deux leviers de la transition : un approvisionnement en énergie plus verte et un usage plus efficace et intelligent de l'énergie.

1.2.3 LES OBJECTIFS STRATÉGIQUES DÉCLINÉS PAR MÉTIER

L'engagement du Groupe pour la transition énergétique se décline via des objectifs stratégiques par métier, qui mettent l'accent sur l'excellence opérationnelle et le savoir-faire industriel :

- **Renouvelables : développer des moyens de production d'énergie verte dans un système intégré.** L'accélération des investissements dans les énergies renouvelables se concrétise par un objectif de mise en service de 4 GW en

moyenne entre 2022 et 2025, et 6 GW en moyenne par an entre 2026 et 2030, afin de devenir un leader dans les renouvelables. Les investissements seront poursuivis dans l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque et l'éolien en mer. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil, en France et au Portugal. Le développement de ces capacités s'effectue en synergie avec les activités de fourniture d'énergie BtoB du Groupe, via les *Power Purchase Agreements* (PPAs).

(1) Les scopes 1, 2, et 3 recouvrent l'ensemble des émissions de gaz à effet de serre, directes et indirectes, du Groupe.

- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants, au service de mix énergétiques équilibrés et neutres en carbone.** L'exploitation performante des réseaux de gaz français par l'intermédiaire de filiales indépendantes et leur adaptation au développement du biométhane et de l'hydrogène seront une priorité. Le Groupe poursuit par ailleurs le développement d'infrastructures électriques à l'international. Enfin, la production de gaz verts (biométhane) est une priorité avec un objectif de production de 10 TWh en Europe d'ici 2030. Au niveau mondial, la transition énergétique va nécessiter des investissements massifs dans les années à venir dans les réseaux d'électricité, et aussi de gaz, lorsque cela permet d'agir pour la décarbonation du système énergétique. Ces besoins répondent à des enjeux d'accès à l'énergie dans les pays émergents et partout dans le monde, d'adaptation à l'injection et à l'acheminement d'énergie renouvelable.
- **Décarbonation des clients : proposer des solutions intégrées de décarbonation à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme.** Le Groupe se concentre sur le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (réseaux urbains de chaleur et de froid, production d'utilités sur site client, solaire décentralisé, infrastructures urbaines et mobilité bas carbone), ainsi que sur les services associés. A horizon 2030, le Groupe a pour ambition de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site. ENGIE propose à ses clients des solutions intégrées répondant à leurs besoins de décarbonation, s'appuyant sur des contrats à long terme, qui apportent de la visibilité et de la résilience ainsi qu'un potentiel de croissance attractif.
- **FlexGen & Retail : développer et exploiter des activités à faible contenu carbone et accompagner la transition des systèmes électriques actuels.** En complément des investissements dans les renouvelables, le Groupe poursuit un développement ciblé des capacités thermiques, en

adéquation avec la trajectoire de réduction de son empreinte carbone définie. Le désengagement des capacités charbon est acté pour 2027, et la décarbonation des centrales à gaz, grâce au biométhane et à l'hydrogène, est en développement. Dans le but d'accompagner la transition des systèmes électriques, le Groupe s'est en outre fixé pour objectif d'installer 10 GW de stockage par batteries d'ici 2030. Le Groupe développe également des activités complémentaires, tels que le dessalement, le stockage d'électricité par pompage-turbinage et s'intéresse à la capture-séquestration du carbone. La production de gaz verts (hydrogène) est également une priorité. Face à une demande grandissante pour la fourniture d'une énergie décarbonée et de maîtrise des consommations, de nouvelles offres sont par ailleurs développées à destination des clients particuliers et des clients professionnels.

- **Gestion de l'énergie et vente aux grands comptes industriels :** la gestion des marchés de l'énergie est l'un des atouts forts du Groupe, qui s'appuie sur des compétences financières et de marché reconnues. GEMS optimise la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gère les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribue à la compétitivité des GBU. De plus, GEMS fournit et développe des offres commerciales innovantes et compétitives à plus de 190 000 clients externes.
- **Nucléaire : assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation** et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée. Le Groupe suit le démantèlement des premiers réacteurs arrêtés (Doel 3 en 2022, Tihange 2 en 2023), tant sur le plan technique qu'organisationnel. Enfin, un accord a été conclu avec le gouvernement belge portant sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires.

1.2.4 PERFORMANCE INTERNE

L'amélioration des performances internes est un axe clé de la nouvelle feuille de route stratégique, pour soutenir durablement la croissance du Groupe.

Un plan a ainsi été établi pour la période 2021-2023 avec pour objectif 600 millions d'euros d'économie. Des cibles ont été attribuées aux GBU, fonctions support et *hubs* régionaux. Ce plan s'appuie sur divers leviers : (i) l'excellence opérationnelle, (ii) le redressement d'entités en pertes et la réduction des frais généraux. A fin 2023, l'objectif du plan de performance a été dépassé, les économies cumulées s'élevant à environ 687 millions d'euros, en raison d'une forte performance opérationnelle malgré des frais généraux impactés par l'inflation en 2023.

Une amélioration continue menant à environ 0,2 milliard d'euros de contribution nette supplémentaire à l'EBIT par an est prévue au titre du plan 2024-2026.

La réussite d'ENGIE s'appuie sur les femmes et les hommes qui composent le Groupe et qui représentent son premier levier de performance. Le Groupe doit pouvoir s'appuyer à tout moment sur les compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, la fonction ressources humaines a un rôle majeur :

- anticiper et identifier les besoins des GBU et filières métiers ainsi que les tendances émergentes ; développer et adapter les compétences à nos nouvelles solutions et enjeux business ;
- renforcer la capacité du Groupe à attirer, recruter et fidéliser les talents d'aujourd'hui pour demain dans un marché de plus en plus compétitif.

1.3 RECHERCHE ET INNOVATION

1.3.1 DESCRIPTION ET ORGANISATION

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

étroite collaboration avec les GBU, en agissant simultanément sur différents horizons de temps, via différents moyens d'intervention, et en combinant expertise interne, partenariats et collaborations.

En 2023, le Groupe s'est appuyé sur l'organisation de la R&I, simplifiée et rationalisée, mise en place au 1^{er} janvier 2022, avec six modèles d'activités complémentaires regroupés sous une direction unique au sein d'ENGIE R&I :

- **Programmes de Recherche :** pilotent les programmes de recherche avec une visée moyen-terme ;

- **Labs** (CRIGEN et Cylergie (France), Laborelec (Belgique), Lab Singapour (Singapour)) : fournissent l'expertise nécessaire à la réalisation des programmes de recherche et de services support aux GBU ;
- **Incubation** : intègre des innovations dans les activités stratégiques du Groupe et incube de nouvelles opportunités ;
- **ENGIE Ventures** : favorise l'innovation "*outside-in*" par des investissements minoritaires dans des *start-ups* ;
- **Ecosystèmes & Expertises** : développe la culture de l'innovation dans le Groupe, le rapprochement des écosystèmes externes (*start-ups*) et s'assure du développement des talents R&I ;

- **Pilotage & Performance** : rythme la définition et la mise en œuvre de la stratégie R&I et pilote la performance financière et opérationnelle de R&I.

À fin 2023, les équipes d'ENGIE R&I comptent plus de 650 collaborateurs.

L'alignement des priorités R&I avec les objectifs stratégiques et avec les ambitions de croissance du Groupe est assuré par une gouvernance dédiée, reposant sur un dialogue continu entre R&I et les GBU. Les priorités R&I 2023 ont porté essentiellement sur les systèmes d'énergie renouvelable (solaire photovoltaïque, éolien terrestre et éolien en mer), la production et l'utilisation de gaz verts (hydrogène, biométhane) ou le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées (chauffage et froid urbains, énergie solaire décentralisée et mobilité).

1.3.2 LES ACTIVITÉS DE RECHERCHE

Les activités de recherche sont regroupées au sein des Labs et pilotées par l'entité "Programmes de Recherche".

Les équipes de recherche travaillent dans les Labs du CRIGEN, de Cylergie, de Laborelec et dans le Lab Singapour sur tous les aspects de l'identification, du test et du développement de nouvelles technologies, aidant ainsi la performance et la différenciation des différents métiers du Groupe. Les centres et équipes de recherche peuvent également fournir l'expertise

et l'assistance technique nécessaires pour les opérations clés dans les entités *business* et les projets d'innovation (par exemple, les projets de l'*Innovation Fund* européen, du pacte vert pour l'Europe et les appels d'offres majeurs). Ils fournissent une vision technologique à moyen et long terme qui éclaire les choix du Groupe.

En 2023, les dépenses de recherche et de développement technologique du Groupe se sont élevées à 142 millions d'euros.

	2023	2022	2021
Dépenses R&D	142	135	138

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

ENGIE R&I participe à des projets de recherche européens ainsi qu'à des projets cofinancés par les pouvoirs publics français et belges. À titre d'exemple, ENGIE est partenaire de plus de 60 projets de recherche du programme HORIZON de la Commission européenne. Le Groupe est membre de plusieurs chaires académiques cofinancées par l'Agence Nationale de la Recherche, de la chaire Énergie et Prospérité avec l'Institut Louis Bachelier, l'Ecole Polytechnique, l'ENSAE ainsi que le Centre Interdisciplinaire Energy4Climate (E4C) de l'Institut Polytechnique de Paris. ENGIE a également signé un partenariat avec le Singapore Institute of Technology (SIT).

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

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

En particulier ENGIE Ventures a, depuis sa création en 2014, investi plus de 200 millions d'euros dans plus de 50 *start-ups*. En 2023, les investissements dans neuf *start-ups* innovantes (dont trois nouvelles) ont porté sur les secteurs prioritaires de développement du Groupe tels que le biométhane, l'hydrogène, les e-fuels, ainsi que les logiciels d'optimisation de production renouvelable fondés sur l'intelligence artificielle. ENGIE Ventures a également réinvesti dans un projet répliquable de production d'acier vert à partir d'hydrogène vert. Plus de 200 nouvelles *start-ups* pertinentes ont pu être identifiées en 2023.

L'objectif principal recherché de ces investissements est l'identification de technologies et modèles d'affaires émergents sur les métiers d'ENGIE, ainsi qu'un accès privilégié à ces innovations via des partenariats stratégiques, dans la recherche d'un retour sur investissement équilibré. Le portefeuille de participations directes d'ENGIE Ventures est aujourd'hui composé de 25 *start-ups* actives, dont la liste est disponible sur www.engieventures.com.

Au-delà de ces activités, R&I développe la culture de l'innovation et les talents R&I dans le Groupe. À ce titre, R&I anime la communauté des innovateurs du Groupe et favorise l'émergence des innovations internes. Ainsi en 2023, 1 600 collaborateurs ont proposé des innovations au service de la création de valeur des GBU, la performance transverse et également sur des sujets tels que la santé-sécurité, la diversité, ou le Digital. Par ailleurs, en 2023, un plan pour l'attraction et le développement des talents de R&I a été déployé.

1.4 PERFORMANCE FINANCIÈRE

1.4.1 FAITS MARQUANTS

Les faits marquants de l'année 2023 sont décrits dans la Section 6.1.1.1 Résultats ENGIE 2023.

1.4.2 OBJECTIFS FINANCIERS POUR LA PÉRIODE 2024-2026

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2023, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour la période 2024-2026 (voir Section 6.1).

ENGIE poursuit activement son plan stratégique qui permettra au groupe d'atteindre son objectif net zéro carbone à horizon 2045.

Malgré la baisse des prix de marché au cours des derniers trimestres et compte tenu de la croissance embarquée de GEMS dans la contribution de nos activités, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2024 à un niveau désormais compris entre 4,2 et 4,8 milliards d'euros contre une fourchette de 3,8 à 4,4 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 7,5 à 8,5 milliards d'euros (contre 7,2 à 8,2 milliards d'euros auparavant).

2026 : une année pivot pour ENGIE

A horizon 2026, le Groupe anticipe une croissance de ses résultats dans les activités Renouvelables portée par les

investissements et dans Energy Solutions grâce au développement de la base d'actifs et à une forte amélioration de la performance opérationnelle. Il prévoit également une contribution plus élevée des Infrastructures et de GEMS dont l'EBIT normalisé annuel a été revu à la hausse de 1 à 1,5 milliard d'euros, ce qui permet de compenser l'impact de la baisse des prix des commodités et des spreads en Europe, intervenue au second semestre de l'année dernière, sur les activités exposées aux prix de marché. Les activités de batteries devraient également contribuer de manière croissante aux résultats du Groupe dès 2024. Enfin, comme anticipé, ENGIE intègre une baisse des résultats du Nucléaire en Belgique avec l'arrêt de plusieurs centrales d'ici 2025 et le LTO sur les réacteurs Doel 4 et Tihange 3.

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2024-2026 sont basées sur les prix à terme en Europe au 29 décembre 2023.

Ainsi, entre 2024 et 2026, ENGIE prévoit :

En milliards d'euros	Résultats 2024	Résultats 2025	Résultats 2026
EBIT excluant le nucléaire (nouvelle)	7,5 - 8,5	7,9 - 8,9	8,2 - 9,2
<i>EBIT hors nucléaire (précédente)</i>	<i>7,2 - 8,2</i>	<i>7,5 - 8,5</i>	<i>n/a</i>
Guidance RNRpg (nouvelle)	4,2 - 4,8	3,9 - 4,5	3,7 - 4,3
<i>Guidance RNRpg (précédente)</i>	<i>3,8 - 4,4</i>	<i>4,1 - 4,7</i>	<i>n/a</i>

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

Le Groupe confirme son objectif de 22 à 25 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2023 et 2025 et prévoit d'investir un montant similaire en moyenne annuelle en 2026. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG.

ENGIE poursuivra ses efforts en matière d'efficacité à travers une maîtrise importante de ses frais généraux et administratifs, en améliorant l'efficacité des fonctions support

Les principaux facteurs d'évolution de l'EBIT par activité sur la période 2024-2026 sont les suivants :

et en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT à hauteur d'environ 200 millions d'euros par an sur la période 2024-26.

Après avoir conduit son recentrage avec succès avec 11 milliards d'euros de cessions réalisées sur la période 2021-2022, le Groupe a réduit de manière significative le montant des cessions en 2023 (0,3 milliard d'euros). ENGIE devrait continuer à avoir une rotation limitée de son portefeuille jusqu'en 2026, avec des cessions estimées à moins de 1 milliard d'euros en moyenne par an.

2021	2023	Activités	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT par rapport à 2023	US, 2021 ⁽¹⁾	US, 2023 ⁽¹⁾	2026
EBIT hors Nucléaire 5,2 milliards d'euros	EBIT hors Nucléaire 9,5 milliards d'euros	Renouvelables	Contribution des investissements, baisse des prix	++	+	EBIT prévisionnel hors Nucléaire 8,2 milliards d'euros à 9,2 milliards d'euros
		Infrastructures	Tarifs réglementés reflétant l'inflation, récupération des coûts et des recettes de la période précédente en France (CRCP), nouveaux investissements	++	++	
		Energy Solutions	Contribution des investissements, amélioration continue de la performance, éléments exceptionnels négatifs en 2023	=+	+	
		FlexGen	Normalisation des prix et de la volatilité, baisse des volumes du thermique partiellement compensée par l'accélération dans les batteries	=-	-	
		Retail	Gestion et optimisation du portefeuille, base de comparaison élevée en 2023	++	=-	
		GEMS	Normalisation des prix et de la volatilité	++	- - - -	
		Nucléaire	Fermetures des unités et impact du LTO à partir de 2026	-	-	

(1) Convention : chaque signe "+" représente c. + 500 millions d'euros, chaque signe "-" c. - 500 millions d'euros, chaque signe "=" une variation entre 0 et + 250 millions d'euros, chaque signe "-" une variation entre -250 à 0 millions d'euros.

1.4.3 CHIFFRES CLÉS FINANCIERS 2023

En millions d'euros	2023	2022	2021	2020 retraité ⁽¹⁾	2020	2019
1. Chiffre d'affaires	82 565	93 865	57 866	44 306	55 751	60 058
dont réalisé hors de France	45 889	59 617	33 525	25 640	33 311	35 635
2. Résultat						
EBITDA	15 017	13 713	10 563	8 908	9 276	10 366
• EBIT	10 084	9 045	6 145	4 493	4 578	5 726 ⁽²⁾
• Résultat net part du Groupe	2 208	216	3 661	(1 536)	(1 536)	984
• Résultat net récurrent part du Groupe	5 366	5 510	3 158	1 703	1 703	2 683
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	5 366	5 223	2 927	1 726	1 703	2 683
3. Flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	13 117	8 586	7 312	7 589	7 589	8 178
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	14 407	12 415	9 806	8 506	8 788	9 863
Flux issus de l'investissement	(11 818)	(4 290)	(11 042)	(4 046)	(4 046)	(7 193)
Flux issus du financement	(218)	(2 979)	4 848	(561)	(562)	212
4. Bilan						
Capitaux propres part du Groupe	30 057	34 253	36 994	28 945	28 945	33 087
Capitaux propres totaux	35 724	39 285	41 980	33 856	33 856	38 037
Endettement net	29 493	24 054	25 350	22 458	22 458	25 919
Endettement net hors dette interne/EBITDA	1,96	1,75	2,40	2,42	2,42	2,50
Total bilan	194 640	235 490	225 333	153 182	153 182	159 793
5. Données par action (en euros)						
• Nombre moyen d'actions en circulation ⁽³⁾	2 421 449 644	2 419 985 959	2 419 429 772	2 416 072 154	2 416 820 377	2 412 518 837
• Nombre d'actions à la clôture	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action ⁽³⁾	0,88	0,06	1,46	(0,71)	(0,71)	0,34
• Résultat net récurrent part du Groupe par action ⁽³⁾	2,18	2,24	1,26	0,63	0,63	1,04
• Dividende distribué ⁽⁴⁾	1,43	1,40	0,85	0,53	0,53	0
6. Effectifs moyens totaux	98 791	98 020	174 027	175 873	175 873	262 139
• Sociétés en intégration globale	96 816	96 116	171 754	173 398	173 398	170 475
• Sociétés en intégration proportionnelle	469	479	717	748	748	756
• Sociétés mises en équivalence	1 506	1 424	1 556	1 727	1 727	90 908

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

(2) Chiffre retraité 2019 : 5 819.

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

(4) 2023 : proposition soumise à l'AGO.

1.5 PERFORMANCE RSE

La performance en matière de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) constitue un élément essentiel de la performance globale du Groupe. Elle s'appuie sur des engagements et une politique RSE au niveau du Groupe (voir Section 1.5.1), complétés par des politiques sectorielles, des plans d'action avec des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2). Elle fait l'objet d'évaluations externes sollicitées ou non de la part des principales agences de notations RSE (voir Section 1.5.3).

La Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF) du Groupe détaille la gouvernance de la politique RSE, ses résultats, les enjeux matériels et les principaux risques RSE liés aux activités du Groupe (voir Chapitre 3).

1.5.1 POLITIQUE RSE

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

- le développement d'activités durables, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- la gestion des risques et impacts RSE de ses projets et activités, de sa chaîne de valeur, c'est à dire ceux liés à l'environnement, à l'acceptabilité sociétale, à la santé-sécurité, aux ressources humaines, à l'éthique et à la gouvernance.

ENGIE a publié en 2014, sa première politique RSE (remise à jour en 2023, www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse#1.a) et en 2016, s'était fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Les travaux réalisés depuis ont permis de définir un nouvel ensemble d'objectifs RSE à l'horizon 2030 dont 18 suivis au niveau du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Par ailleurs, 13 objectifs suivis par le Comex viennent compléter ces engagements.

Ces engagements témoignent de la détermination de l'entreprise dans la transition énergétique et reflètent d'une part le respect par l'entreprise de ses obligations légales et réglementaires dans les différents domaines de la RSE, et d'autre part sa volonté de contribuer positivement, d'anticiper et de maîtriser du mieux possible les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi à créer de la valeur pour l'ensemble des parties prenantes.

Tous ces objectifs s'inscrivent pleinement dans le cadre des 18 Objectifs de Développement Durable à l'horizon 2030 fixés par les Nations Unies. Ces Objectifs RSE 2030 traduisent également l'accélération de la stratégie du Groupe votée en

En 2022, le Groupe a fait voter lors de son Assemblée Générale du 21 avril une résolution *Say on Climate* sur sa stratégie climat vers la neutralité carbone en 2045 (résolution approuvée à 96,7%). En 2023, le Groupe s'est engagé à proposer au vote des actionnaires sa stratégie climat à chaque changement majeur et au plus tard tous les trois ans (voir la réponse de Jean-Pierre Clamadieu à certains actionnaires en date du 22 mars 2023 : www.engie.com/assemblee-generale-avril-2023). Par ailleurs, le Groupe s'est aussi engagé à présenter annuellement lors de son Assemblée Générale les progrès de sa stratégie climat au travers d'un point dédié. Enfin, le Groupe a réalisé son troisième exercice de calcul des taux d'éligibilité et d'alignement de ses activités au sens de la taxonomie européenne dont les résultats sont présentés à la Section 3.1.5.

juillet 2020. Ils reflètent également les enjeux de la matrice de matérialité du Groupe remise à jour en décembre 2020 à l'issue d'un processus de consultation des parties prenantes et du management (voir Section 3.3).

Le changement climatique constitue aujourd'hui le défi environnemental majeur pour nos sociétés. Pour le relever, le Groupe s'est engagé dans :

- un programme de réduction de ses émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) ;
- un plan de vigilance climatique ;
- un programme d'économie de ses consommations de ressources naturelles ; et enfin
- un programme d'adaptation de son modèle d'affaires pour le rendre résilient aux évolutions du climat tout en satisfaisant aux exigences d'une transition juste.

Afin de modéliser le système énergétique européen et ses évolutions, ENGIE a développé un modèle de projection du prix du carbone. Cette donnée est intégrée aux scénarios Groupe des futurs énergétiques européens pour définir les projections de prix de l'énergie qui sont ensuite utilisées dans les processus de décision du Groupe (nouveaux investissements, budget, etc.). Ce dispositif est complémentaire à celui des budgets carbone alloués aux entités afin de respecter la cible 2030 du Groupe en matière d'émissions de GES.

Par ailleurs, le Groupe prend en compte neuf critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques. Ces critères portent notamment sur les points suivants : l'éthique, les émissions de GES, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats durables ainsi que la santé et la sécurité des personnes.

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

1.5.2 ATTEINTE DES OBJECTIFS RSE À HORIZON 2030

Le Groupe s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements RSE : 18 objectifs suivis au niveau du CEEDD et 13 objectifs suivis par le Comex.

L'ensemble des résultats de ces objectifs sont présentés ci-après et sont présentés hors EQUANS (entité cédée le 4 octobre 2022, voir Section 1.1.2).

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

PLANETE	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Objectifs suivis par les instances de gouvernance (CEEDD)					
CO ₂ Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en Mt CO ₂ éq.)	43	52	60	65
CO ₂ Production et consommation d'énergie	Intensité carbone de la production directe (scope 1) et de la consommation d'énergie (scope 2) en g CO ₂ éq. par kWh	110 (<149 : seuil SBTi ⁽¹⁾ well-below 2°C)	135	156	181
CO ₂ Ventes d'énergie	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO ₂ éq.) (scope 3)	52	53	61	66
	Intensité carbone des ventes d'énergie produites (scope 1 et 3) et achetées (scope 3) en g CO ₂ éq. par kWh	152 (Obj. pour SBTi ⁽¹⁾ well-below 2°C)	225	221	252
CO ₂ Autres	Autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité (scopes 3.1, 3.2, 3.3) en Mt CO ₂ éq.	85 (Obj. pour SBTi ⁽¹⁾ well-below 2°C)	82	90	101
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité	58%	41%	38%	34%
Décarbonation de nos clients	Émissions de GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE (en Mt CO ₂ éq.) (hors scope 1, scope 2, scope 3)	45	25	28	27
Décarbonation de nos fournisseurs	% des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT ⁽¹⁾	100%	24%	23%	20%
Biodiversité	Taux de sites industriels avec une gestion naturelle des espaces verts dans utilisation de produits phytosanitaires chimiques	100%	58%	34%	28%
Eau	Consommation d'eau douce par énergie produite (m ³ /MWh)	0,1	0,275	0,301	0,342
Autres objectifs opérationnels du Groupe suivis par le Comex					
Capacités renouvelables	Capacités renouvelables de la production d'électricité (@100% et hors pompage turbinage) en GW ⁽²⁾	80	42	38	34
CO ₂ Production Énergie	Intensité carbone de la production d'énergie (scopes 1 et 3) en g CO ₂ éq. par kWh	158	203	216	240
Décarbonation de nos pratiques de travail	Emissions de GES liées aux pratiques de travail en Mt CO ₂ éq.	0 (après compensation d'au maximum 0,2 Mt CO ₂ éq.)	0,3	0,3	0,3
Environnement	Taux d'activités avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	100%	66%	53%	37%
Pollution	Taux de réduction des émissions de NO _x vs 2017	-75%	-71%	-63%	-46%
	Taux de réduction des émissions de SO _x vs 2017	-98%	-98%	-95%	-34%
	Taux de réduction des émissions de particules totales vs 2017	-60%	-61%	-54%	-21%
	Taux de réduction de l'évacuation de déchets non dangereux vs 2017	-80%	-73%	-47%	+4%
	Taux de réduction de l'évacuation de déchets dangereux vs 2017	-95%	-93%	-94%	-91%
Emissions de méthane	Emissions directes de méthane sur les infrastructures gaz en Mt CO ₂ éq.	-30% vs 2017 soit 1,45 Mt CO ₂ éq.	1,45	1,26	1,62
Stockage d'électricité	Capacités de batteries électriques (GW)	10	1,26	0,05	-

(1) SBT (Science based Targets) : initiative internationale visant à valider scientifiquement les programmes de réduction des émissions de GES des entreprises au regard des engagements de l'Accord de Paris (voir Section 3.1.4).

(2) Incluant les capacités décentralisées d'électricité.

Moyenne sur 3 ans des Emissions directes (scope 1) à fin 2023 : 30 Mt CO₂ éq. et moyenne sur 3 ans des Capacités Renouvelables @100% à fin 2023 : 38 GW.

Les émissions de GES de la production d'énergie en 2023 (52 Mt CO₂ éq.) sont en forte diminution par rapport à 2022 (60 Mt CO₂ éq.). Elles se décomposent en 22 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 30 Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3). Le plein effet de la sortie de l'actif charbon Jorge Lacerda au Brésil a été pris en compte en 2022 et l'année 2023 a été marquée par la fermeture de l'actif charbon Pampa Sul également au Brésil.

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 53 Mt CO₂ éq., en diminution par rapport à 2022 (61 Mt CO₂ éq.) du fait de la diminution des ventes de gaz en raison d'un effet climat plus chaud en 2023 qu'en 2022.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit à 41% en amélioration par rapport à 2022 (38%) du fait de la stratégie de développement des capacités renouvelables qui ont augmenté de +4 GW en 2023. Cette progression est conforme aux engagements publics du Groupe en matière de nouvelles capacités renouvelables.

Les émissions de CO₂ évitées pour les clients grâce aux offres et services du Groupe en 2023 (25 Mt CO₂ éq. évitées) sont en baisse par rapport à 2022 (28 Mt CO₂ éq.). Cette baisse est liée à la mise à jour des facteurs d'émission des technologies renouvelables. La méthodologie de calcul a été révisée en 2023 pour suivre les recommandations du WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) et elle sera implémentée en 2024.

Le taux de décarbonation des top 250 fournisseurs préférentiels atteint 24% en 2023, en progression par rapport à 2022. Cette amélioration résulte du plan d'actions mis en place sur ces fournisseurs préférentiels pour les inciter à s'engager dans une démarche d'alignement ou de certification SBT. Le Groupe continue également à accompagner l'ensemble de ses fournisseurs préférentiels dans leur chemin de décarbonation au-delà des top 250 fournisseurs préférentiels.

PEOPLE	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Objectifs suivis par les instances de gouvernance (CEEDD)					
Santé-sécurité	Taux de fréquence ⁽¹⁾ total des accidents de travail avec arrêt des salariés et sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé.				
	Cet indicateur sera étendu à partir de 2024 à l'ensemble des personnes travaillant pour le Groupe avec une ambition accrue pour la cible 2030 qui passe de 2,3 à 1,8.	1,8	1,8	2,0	2,5
	Taux de mortalité ⁽¹⁾	0 chaque année	0,019	0,014	0,045
Mixité	% de femmes dans le management du Groupe	[40-60%]	31,2%	29,9%	28,9%
Équité F/H	Équité salariale femmes/hommes	< 2%	1,92%	1,73%	-
Apprentissage	Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz ⁽²⁾	>10%	8,5%	8,5%	7,2%
Formation	Taux d'effectif formé chaque année	100%	86%	84%	82%
Achats responsables	Indice d'achats responsables (hors achats d'énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	100	54	38	40
Prévention fraude et corruption	Taux de formation du personnel le plus exposé au risque de corruption	>95%	68%	55%	49%
Autres objectifs opérationnels du Groupe suivis par le Comex					
Dialogue Parties Prenantes	Taux d'activité avec un plan sociétal pour la concertation avec les parties prenantes	100%	49%	46%	36%
Accès à l'énergie	Nombre de bénéficiaires ayant accès à une énergie durable	30 M	12 M	9,5 M	7 M

(1) Calculé par million d'heures travaillées.

(2) Périmètre révisé pour les périodes 2021, 2022 et 2023, pour couvrir uniquement les entités France hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les salariés et les sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé) atteint 1,8 en amélioration par rapport à 2022 (2,0). Cet indicateur sera étendu à partir de 2024 à l'ensemble des personnes travaillant pour le Groupe avec une ambition accrue pour la cible 2030 révisée à 1,8.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 31,2%, en progression par rapport à 2022 (29,9%). Cette amélioration résulte de la poursuite des effets du programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

Pour mémoire, l'indicateur d'équité femmes/hommes, qui était précédemment l'index EgaPro, a été remplacé en 2022 par l'indicateur d'équité salariale qui mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes. La cible 2030 est fixée à un écart maximal de 2% au niveau Groupe. Cet indicateur s'inscrit dans la continuité de l'index EgaPro et traduit une ambition renforcée en passant à un indicateur international plus lisible. Le résultat 2023 s'élève à 1,92% en progression par rapport à 2022 (1,73%).

Les indicateurs sociaux (voir Section 3.4), environnementaux (voir Section 3.5) et sociétaux du Groupe (voir Section 3.6) sont en grande partie vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.11).

1.5.3 NOTATIONS RSE

ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue en 2023 par l'agence de notation S&P Global avec la note de 81/100 inchangée par rapport à 2022. Le Groupe confirme son appartenance à l'indice *Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World*.

Le Groupe a reçu la note de 70/100 en 2023 par l'agence de notation Moody's ESG, stable par rapport à 2022. Avec cette note, le Groupe est présent dans les quatre indices : Euronext Vigeo World 120, Europe 120, Euro 120, France 20 et est également référencé dans l'indice CAC 40 ESG.

En 2023, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe comme médium, comme en 2022 avec une note de 29,6 (légère dégradation vs 29,2 en 2022).

L'agence de notation MSCI a confirmé la note AA du Groupe en 2023 avec un scoring de 6,9/10, le référencant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG.

L'agence ISS-ESG a attribué la note de B- statut Prime à ENGIE en 2023.

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe en 2023 avec la note de 78/100 en amélioration d'un point.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également aux questionnaires du CDP (*ex-Carbon Disclosure Project*). En

matière de lutte contre le changement climatique, le Groupe a reçu la notation B (versus A- en 2022) suite à sa réponse au questionnaire CDP Climat. En matière de protection de la ressource en eau, le Groupe a reçu la note A- (versus B en 2022) suite à sa réponse au questionnaire CDP Eau. Enfin le Groupe a obtenu la note C (versus B en 2022) en matière de gestion durable de la ressource bois suite à sa réponse au questionnaire CDP Forêts.

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

Concernant les notations plus spécifiques, ENGIE figure dans le Bloomberg Gender Equity Index comme l'an passé.

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

1.6 PRÉSENTATION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

Dans le cadre de sa nouvelle organisation mise en place depuis le 1^{er} juillet 2021, ENGIE est composé de quatre *Global Business Units* (GBU) associées aux quatre métiers principaux du Groupe, renouvelables, infrastructures, solutions

énergétiques, production flexible et fourniture d'énergie, ainsi que deux entités opérationnelles, Nucléaire et *Global Energy Management and Sales* (GEMS).

1.6.1 GBU RENOUVELABLES

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	5 512	6 216	-11,3%
EBIT (en millions d'euros)	2 005	1 627	+23,2%
Capacités installées (GW@100%)	41,4	37,9	+9,2%

1.6.1.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

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

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

Organisation

La GBU Renouvelables est organisée autour de :

- quatre régions opérationnelles :
 - Europe,
 - Amérique du Nord,
 - Amérique du Sud,

- AMEA (Asie, Moyen-Orient et Afrique),
- trois départements de soutien opérationnel :
 - Business Development,
 - Performance opérationnelle,
 - Ingénierie et projets,
- appuyée par trois fonctions support :
 - Juridique et éthique,
 - Finance et stratégie,
 - Ressources humaines, communication et RSE.

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

Stratégie

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

- être un leader dans les énergies renouvelables, en atteignant 50 GW de capacité installée en 2025 et 80 GW en 2030. Pour atteindre ce dernier objectif, 38 GW supplémentaires doivent être installés au cours de la période 2024-2030.

Pour ce faire, la majorité des investissements futurs seront concentrés sur les cinq marchés prioritaires historiques de la GBU, à savoir les États-Unis, la France, le Brésil, le Chili et l'éolien en mer, avec une ambition croissante dans la région AMEA, particulièrement en Inde ;

- axer le développement du Groupe sur un modèle gardant les actifs sur le bilan (*develop-to-own*) dans les zones géographiques matures où ENGIE est l'opérateur et gère le risque de développement ;
- renforcer la compétitivité en améliorant l'excellence opérationnelle, en particulier par le déploiement d'une

plateforme industrielle mondiale pour partager l'expertise et obtenir des effets d'échelle dans l'ingénierie, l'approvisionnement, l'opération et la maintenance (O&M) ;

- différencier le Groupe par le déploiement d'un modèle industriel intégré, en tirant parti de l'expertise tout au long de la chaîne de valeur : origination et développement de projets, ingénierie, financement, achat d'équipements clés, gestion de projets de construction, voies d'accès au marché, gestion des risques de marché, gestion d'actifs et opérations et maintenance.

1.6.1.2 Risques spécifiques aux énergies renouvelables

L'environnement politique mondial est généralement très favorable au développement des sources d'énergie renouvelable en raison de la prise de conscience de la nécessité de réduire d'urgence les émissions de CO₂ pour lutter contre le changement climatique. Dans un monde post-Covid qui est également aux prises avec les ondes de choc provoquées par le conflit entre la Russie et l'Ukraine, les objectifs en matière de capacités d'énergie renouvelable ont été revus à la hausse et de nouvelles politiques ont été introduites ou sont en cours de préparation pour soutenir ces nouveaux objectifs.

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

- attirer et retenir les talents sur un marché où la concurrence est très forte ;
- obtenir les autorisations et l'accès au réseau en temps voulu ;
- investir massivement dans les infrastructures de transport électrique afin d'absorber la croissance des installations renouvelables ;
- gérer les coûts des projets à la lumière de la hausse de l'inflation, des taux d'intérêt, des perturbations de la chaîne

d'approvisionnement en équipements et des difficultés techniques et financières qui touchent certains fournisseurs occidentaux. Ces perturbations sont apparues en conséquence de la pandémie mondiale, du conflit entre la Russie et l'Ukraine et de la délocalisation des installations de fabrication aux États-Unis, en Inde et en Europe, dans un contexte de pression pour répondre à l'ampleur de la demande mondiale.

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

Enfin, la volatilité des prix du marché peut créer des défis, bien que le niveau absolu des prix continue de soutenir les projets renouvelables et qu'ENGIE puisse s'appuyer sur GEMS pour la gestion des risques de marché.

1.6.1.3 Activités en Europe

1.6.1.3.1 France

En France, ENGIE reste le premier producteur d'énergie éolienne terrestre et d'énergie solaire à grande échelle, et occupe également la deuxième place dans le domaine de la production hydroélectrique. La GBU a pour objectif de se renforcer dans l'éolien terrestre et d'accélérer significativement la croissance dans le photovoltaïque. Elle se positionne principalement sur des appels d'offres publics et contribue à l'émergence d'appels d'offres d'entreprise (*corporate PPA*). La GBU développe actuellement le plus grand projet d'énergie solaire et de stockage de batteries en Europe continentale (projet Horizeo de 700 MW) pour stimuler ce marché en croissance.

En 2023, ENGIE a mis en service près de 0,3 GW de nouvelles capacités solaires et éoliennes terrestres en France.

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

- ENGIE Green (détenue à 100 % par ENGIE), le leader français de l'éolien et du solaire basé à Montpellier avec environ 540 employés, qui exploite une capacité installée de 4 GW (2,5 GW d'éolien terrestre, 1,5 GW d'énergie solaire et 3 MW de batteries) ;
- SHEMA (Société Hydro-Électrique du Midi, détenue à 100 % par ENGIE), basée près de Toulouse : production d'hydroélectricité de haute chute (0,8 GW installés) dans le sud-ouest de la France ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, dont ENGIE est l'actionnaire principal avec une participation de 49,97%), basée à Lyon, avec 3,1 GW de capacité hydroélectrique installée le long du Rhône et sa filiale CN'Air avec 0,9 GW d'éolien et solaire terrestre installée à fin 2023.

Evolutions réglementaires

La loi relative à l'accélération de la production d'énergie renouvelable adoptée en mars 2023 vise à faciliter l'installation de sources d'énergie nouvelles et renouvelables afin de rattraper le retard pris dans ce domaine. Les textes d'application, notamment les principaux (développement de l'agrivoltaïsme, raisons impératives d'intérêt public majeur, partage de la valeur), ont fait l'objet de nombreux échanges et devraient être publiés courant 2024. Les résultats de la consultation n'ont pas été rendus publics au moment de cette publication. La stratégie française énergie climat (SFEC) a été mise en consultation fin 2023, et une loi sur la production d'énergie devrait être examinée en 2024. L'enjeu est de valider les objectifs 2035 en matière de solaire, d'éolien terrestre et offshore et de capacité hydroélectrique. Cette loi pourrait inclure une disposition permettant au gouvernement de faire évoluer le cadre juridique des concessions hydroélectriques.

1.6.1.3.2 Reste de l'Europe

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

En Europe (hors France), le Groupe exploite à fin 2023, 1,9 GW d'hydroélectricité (principalement en Ibérie), 3,6 GW d'éolien terrestre (principalement en Espagne, au Portugal et en Belgique) et 0,4 GW d'énergie solaire (principalement en Espagne et en Italie) et 0,05 GW de stockage par batterie, associé à des actifs renouvelables. En 2023, ENGIE a ajouté près de 0,5 GW de capacités renouvelables en Europe (hors France et Ocean Winds), principalement en Allemagne, en Italie, en Pologne et en Espagne.

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

Le Groupe exploite 3,6 GW d'actifs éoliens terrestres à fin 2023, principalement en **Espagne** (1,4 GW), en **Belgique** (0,6 GW, première position), au **Portugal** (0,5 GW, via TrustWind, une *joint-venture* 50-50 avec Marubeni), en **Italie** (0,4 GW), en **Allemagne** (0,2 GW), en **Pologne** (0,2 GW) et en **Roumanie** (0,1 GW). Poursuivant sa stratégie de recentrage géographique, ENGIE est sorti de la Norvège en cédant, en 2023, ses parts dans un parc éolien de 208 MW.

1.6.1.4 Activités en Amérique du Nord

L'Amérique du Nord est un marché prioritaire pour la croissance d'ENGIE dans le domaine des énergies renouvelables, avec une grande proportion d'actifs contractés auprès de clients C&I (Commerciaux et Industriels) par le biais de *Corporate PPA*. En 2023, le Groupe a signé 1 GW de *Corporate PPA* aux États-Unis.

Fin 2023, le portefeuille d'actifs opérationnels d'ENGIE se composait de 3,9 GW d'éolien terrestre (3,2 GW aux États-Unis et 0,7 GW au Canada), de 2 GW de solaire aux États-Unis et de 0,5 GW de stockage par batterie aux États-Unis. La grande majorité de ce portefeuille opérationnel est située sur cinq marchés : ERCOT (Electric Reliability Council of Texas), SPP (Southwest Power Pool), PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland) et MISO (Midcontinent Independent System Operator) aux États-Unis et en Ontario (Canada). En 2023, ENGIE a mis en service près de 2 GW (0,4 GW d'éolien terrestre, 1,1 GW de solaire et 0,5 GW de batteries associés à des actifs renouvelables).

1.6.1.5 Activités en Amérique du Sud

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

En 2023, 0,7 GW de nouvelles capacités renouvelables installées ont été mises en service en Amérique du Sud, principalement au Brésil. En 2023, le Groupe a signé un accord pour l'acquisition de 0,5 GW d'actifs solaires opérationnels au Brésil.

Au **Brésil**, ENGIE exploite 11,8 GW d'hydroélectricité, 1,7 GW d'éolien terrestre et 0,3 GW de photovoltaïque.

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

1.6.1.6 Activités en Asie, Moyen-Orient et Afrique

ENGIE exploite une capacité de 2,6 GW dans la région, dont 1,4 GW d'énergie solaire et 1,2 GW d'énergie éolienne terrestre, dont 0,3 GW provenant de l'acquisition complète en 2023 de BTE Renewables en Afrique du Sud.

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

Le Groupe possède également 0,4 GW d'actifs solaires, principalement en **Espagne** (0,2 GW), en **Italie** (0,1 GW), en **Pologne** (0,1 GW), aux **Pays-Bas** (0,04 GW), en **Roumanie** et au **Royaume-Uni**.

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

Ocean Winds (OW) est une *joint-venture* 50-50, détenue et créée en 2019 par EDP Renováveis et ENGIE, qui combine les portefeuilles de projets éoliens en mer existants et en développement des deux entreprises (fixes et flottants), principalement en Europe, aux États-Unis et dans certaines régions d'Asie. À la fin de l'année 2023, la coentreprise exploite une capacité installée de 1,5 GW (1 GW au Royaume-Uni, 0,5 GW en Belgique et 0,03 GW au Portugal). En 2023, trois projets d'éolien en mer ont débuté leur construction, dont 1 GW en France et 0,9 GW au Royaume-Uni.

Evolutions réglementaires

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

Au **Chili**, par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Energia Chile (EECL), détenue à 60 %, ENGIE dispose de 0,9 GW de capacité renouvelable, dont 0,4 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre, 0,05 GW d'hydroélectricité, complétés par la mise en service en 2023 de 0,1 GW de stockage par batterie associé à un parc solaire existant.

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

Au **Pérou**, ENGIE, par l'intermédiaire d'ENGIE Energia Peru (détenue à 61,77 % par ENGIE), exploite 0,3 GW de capacité hydroélectrique, 0,04 GW de capacité solaire et le parc éolien terrestre Punta Lomitas (0,3 GW) mis en service en 2023. Ce parc éolien est le plus grand du pays et reprend le contrat de vente d'électricité de la centrale à charbon Ilo21 qui cessera d'être exploitée (section 1.6.4.2.2 Amériques).

En **Inde**, ENGIE détient un portefeuille d'environ 1,1 GW en énergies renouvelables, dont 0,8 GW de solaire et 0,3 GW d'éolien terrestre. En 2023, le Groupe a obtenu 0,3 GW de nouveaux projets solaires dans le cadre d'un appel d'offres organisé par l'État du Rajasthan.

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

La région continue de mettre en œuvre la stratégie de recentrage géographique du Groupe, ayant achevé le retrait de la Mongolie (55 MW d'énergie éolienne terrestre) en 2023.

1.6.2 GBU INFRASTRUCTURES

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	6 873	6 961	-1,3%
EBIT (en millions d'euros)	2 265	2 371	-4,5%
Longueur des réseaux de distribution de gaz (en km)	258 512	255 394	+1,2%
Longueur des réseaux de transport de gaz (en km)	39 629	39 504	+0,3%
Longueur des réseaux de transport d'électricité (en km)	5 720	4 882	+17,2%

1.6.2.1 Missions, organisation et stratégie

La GBU Infrastructures est en charge, notamment au travers de filiales indépendantes, du développement, de l'exploitation et de la maintenance des infrastructures gaz (réseaux de distribution et de transport, stockage et terminaux GNL) et des réseaux électriques, ainsi que de la production de biométhane, en France comme à l'international. ENGIE est le 1^{er} opérateur d'infrastructures gazières en Europe. Ces infrastructures et leur décarbonation sont un enjeu central de la transition énergétique. Le gaz naturel, relayé par le biométhane ou le méthane de synthèse puis à plus long terme par l'hydrogène, est un vecteur clé pour permettre cette transition, en se substituant au charbon, beaucoup plus polluant, et en assurant la flexibilité et la sécurité globale des systèmes énergétiques intégrés. Quant aux réseaux électriques, ils sont indissociables du développement des énergies renouvelables qu'il faut connecter et distribuer, et des nouveaux usages tels que la mobilité électrique.

La stratégie poursuivie peut se résumer en cinq points :

- mener les actions et projets nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe ;
- maximiser la valeur des infrastructures ;
- rééquilibrer le portefeuille, historiquement construit autour des infrastructures gazières en France, vers l'international et l'électricité ;
- promouvoir la production de biométhane et plus largement de gaz bas carbone, en France et dans un certain nombre de pays ciblés à l'international ;
- opérer la conversion d'actifs à l'hydrogène.

Au-delà de cette feuille de route stratégique, les missions de la GBU Infrastructures sont aussi de :

- gérer et optimiser les compétences nécessaires ;

- assurer la performance opérationnelle et la digitalisation des actifs et processus ;
- réduire ou compenser les émissions de CO₂ et de méthane ;
- veiller à la sécurité et à la santé des personnes.

Marché et environnement concurrentiel

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

Le modèle économique est presque intégralement régulé mais une incertitude demeure quant à celui qui sera retenu pour les développements d'infrastructures à l'hydrogène.

Le marché du biométhane reste local et fragmenté avec un grand nombre d'acteurs (développeurs locaux, entreprises spécialisées dans la production de biométhane, entreprises de l'industrie pétrolière et gazière, *Utilities*). Parmi eux, des leaders ont émergé et construit leur développement sur des marchés locaux, comme *Archaea Energy* aux USA, *Malucelli* au Brésil, *SGN* au Royaume-Uni. Des opérations d'acquisition sont en cours, permettant à des acteurs internationaux de l'industrie pétrolière et gazière et des *Utilities*, de se constituer un portefeuille d'actifs et de projets européens voire mondiaux.

1.6.2.2 Activités en France

1.6.2.2.1 GRDF

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution (201 000 km de réseaux) et achemine le gaz au profit des consommateurs. GRDF a pour mission d'offrir un accès non-discriminatoire au réseau à tous les fournisseurs de gaz ainsi qu'aux producteurs de biométhane. Son projet d'entreprise qui s'achève ambitionnait l'installation de 12 TWh de biométhane fin 2023, le double de la programmation pluriannuelle de l'énergie en vigueur. Cet objectif ambitieux a été atteint. Son nouveau projet d'entreprise sera annoncé au en 2024.

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz confie à un distributeur agréé, par voie de concession, l'exploitation du service public de la distribution de gaz sur son territoire. Les concessions sont conclues ou renouvelées sur la base d'un modèle de contrat établi conjointement entre

les Fédérations représentatives des Collectivités Concédantes (FNCCR, AFU) et GRDF. Les autorités concédantes exercent ensuite des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces contrats de concession. En 2022, un nouveau modèle de contrat de concession a été adopté par la FNCCR, France Urbaine et GRDF. Il entérine plusieurs grandes évolutions : au-delà des enjeux liés à la sécurité et à la modernisation du réseau, il met l'accent sur une adaptation accrue aux enjeux du territoire au service de la transition énergétique locale ; un pilotage et un contrôle précis des décisions d'investissement (le SDI/PPI) ; la mise en place d'indicateurs de qualité de service, avec des pénalités pour GRDF en cas de non-réalisation des engagements. Fin 2023, plus d'une centaine de nouveaux contrats ont été signés avec de grandes villes, métropoles ou syndicats d'énergies sur la base de ce nouveau modèle. Ces contrats de longue durée - jusqu'à 30 ans - témoignent de la valeur reconnue par les collectivités du réseau gazier dans la transition énergétique à long terme.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF concessionnaire en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît des zones de desserte exclusives aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD). Titulaires d'un monopole de distribution, ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales concédantes peuvent renouveler leurs concessions. La résiliation anticipée de la concession est strictement encadrée quant à ses motifs (limitativement énumérés) et quant à sa date (la moitié de la durée devant être écoulée). Elle est soumise à un préavis de deux ans et donne lieu à indemnisation du concessionnaire par l'autorité concédante.

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

Évolutions réglementaires

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) rémunère l'activité de GRDF. Le tarif en vigueur actuellement dit "ATRD6"

s'applique depuis le 1^{er} juillet 2020 pour une durée de quatre ans, sur la zone de desserte exclusive de GRDF. Le tarif qui entre en vigueur en juillet 2024 pour une durée de quatre ans, dit "ATRD7", sur la zone de desserte exclusive de GRDF, permet de couvrir le verdissement et la sécurité du réseau de gaz comme les projets structurants que GRDF doit mener sur la période tels que le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France. Le projet de conversion du gaz à bas pouvoir calorifique dit gaz "B", originaire principalement des Pays-Bas, au gaz à haut pouvoir calorifique majoritairement répandu en France, s'est poursuivi avec succès en 2023.

Au-delà de l'importante dynamique d'intégration du biométhane dans les réseaux, GRDF a également déployé son programme de R&D pour préparer l'intégration dans le réseau des nouveaux gaz renouvelables (hydrogène par mélange, méthanation ou réseaux dédiés ; pyro-gazéification ; gazéification hydrothermale).

La CRE avait porté à 4,10% - réel avant impôts - le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023. La CRE décide une fois par an des évolutions de tarif nécessaire pour l'adapter justement au contexte. Après une légère baisse de -0,8% le 1^{er} juillet 2022, le tarif a ainsi augmenté de +4,3% le 1^{er} juillet 2023.

Dans le cadre de la nouvelle période de quatre ans qui commence le 1^{er} juillet 2024, Le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant 2024 sera de 4% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,3 % avant impôts.

1.6.2.2.2 GRTgaz

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

Activités

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

GRTgaz avec ses filiales Elengy, opérateur de terminaux méthaniers en France et GRTgaz Deutschland, opérateur du

réseau de transport MEGAL en Allemagne, joue un rôle clé sur la scène européenne des infrastructures gazières.

Évolutions réglementaires

L'activité de GRTgaz en France est largement encadrée : tout d'abord, comme le prévoit le Code de l'énergie, la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. En outre, les activités de GRTgaz s'exercent dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis des activités de production et de fourniture de gaz naturel, cadre formalisé par une certification délivrée par la CRE dans sa délibération du 26 janvier 2012, renouvelée le 6 juillet 2017. Enfin, l'activité commerciale de GRTgaz s'exerce dans un cadre régulé qui garantit une relative stabilité des revenus de l'entreprise, ceux-ci provenant essentiellement de la vente de capacités de transport annuelles et pluriannuelles à un tarif fixé par la CRE de façon à couvrir ses charges et à assurer une rentabilité fixée du capital investi. Ainsi, par délibération du 20 janvier 2020, la CRE a défini la méthodologie et fixé les tarifs d'utilisation des réseaux de transport en France dit "ATRT7" applicables pour 2020-2023. Dans ce cadre et en application de la méthodologie et des hypothèses d'inflation retenues, l'évolution du tarif de transport de gaz applicable au 1^{er} avril 2023 (ATRT7) s'établit à +2,08 % sur le réseau principal et +2,02% sur le réseau régional (Délibération de la CRE du 31 janvier 2023) par rapport au tarif s'appliquant depuis le 1^{er} avril 2022. Cette délibération ne modifie pas celle du 1^{er} avril 2020 qui avait fixé à 4,25% - réel avant impôts - le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRTgaz pour 2020-2023.

Un nouveau tarif s'appliquera à partir du 1^{er} avril 2024, pour une période de 4 ans (ATRT8).

Le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31/12/2023 sera de 4,1% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,4 % avant impôts, sur une période de 30 ans au lieu de 50 ans.

Projets démarrés ou réalisés au cours de l'année 2023

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

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

GRTgaz est impliqué dans l'émergence de la capture, de l'utilisation et du stockage du carbone pour la partie logistique par canalisation. GRTgaz est impliqué dans quatre projets de transport de CO₂ en France à Dunkerque (canalisation à terre et en mer), Saint-Nazaire et son hinterland et Fos-sur-Mer.

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

Cette évolution a été permise par le réseau de GRTgaz, renforcé significativement ces 10 dernières années, et par l'optimisation de son utilisation, qui a autorisé l'accroissement de l'injection de gaz en provenance des terminaux méthaniers sur le réseau, et les exportations en sortie vers l'Allemagne, par le point d'interface d'Obergailbach. GRTgaz a également

lancé le système Ecogaz, pour inciter les clients qui le peuvent, à réduire leur consommation de gaz pendant les périodes les plus tendues. Tous ces éléments ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France au cours de l'hiver 2022-2023.

En outre, GRTgaz a effectué en un an les travaux nécessaires au raccordement d'un FSRU (terminal méthanier flottant) au Havre, qui est rentré en service à l'automne 2023. En complément, la production de biométhane a continué de s'accroître, atteignant une capacité d'injection de 11,1 TWh/an à début octobre 2023. Ces évolutions renforcent la sécurité d'approvisionnement et la solidarité gazière européenne.

Consommation de gaz

Les consommations observées au cours des premiers trimestres 2023 s'inscrivent dans la continuité de celles observées en 2022. L'année 2022 avait été marquée par une baisse des consommations de gaz en France, notamment dans l'industrie (du fait des prix élevés du gaz), et dans le résidentiel (du fait de températures plus élevées que les températures de référence, limitant les besoins de chauffage). Les recettes de GRTgaz étant constituées essentiellement de ventes de capacités de transport, elles sont peu sensibles aux variations de court terme des volumes effectivement consommés en France.

En avril 2023, la CRE a publié un rapport sur l'avenir des infrastructures gazières à long terme, qui montre que dans tous les scénarios d'évolution de la demande de gaz étudiés, le réseau de transport reste en très grande partie nécessaire à long terme, pour répondre aux déséquilibres géographiques et temporels entre production et consommation, gérer le besoin de flexibilité intra-journalière et assurer des flux éventuels avec les pays voisins.

1.6.2.2.3 Elengy

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

Elengy est l'un des principaux opérateurs européens de terminaux méthaniers et exploite trois terminaux méthaniers en France. Au 31 décembre 2023, les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,5 milliards de m³ (Gm³) de gaz par an.

L'année 2023 a été marquée par la poursuite d'une activité importante avec 17 milliards de m³ effectivement déchargés sur les terminaux d'Elengy.

Depuis le début de la crise en Ukraine, les terminaux méthaniers français sont exploités au maximum de leurs capacités et la capacité maximale du terminal de Fos Cavaou a été portée à 117 TWh grâce au dégoulotage technique et réglementaire du terminal. Des investissements pourraient permettre d'augmenter encore les capacités de regazéification de ses terminaux.

Elengy est propriétaire à 100% de ses trois terminaux et est depuis 2017 une filiale de GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE.

Elengy s'inscrit pleinement dans la trajectoire de décarbonation, notamment en coordonnant le projet GO-CO₂ visant à développer au bénéfice des industriels proches de Nantes-Saint-Nazaire un ensemble d'infrastructures pour la capture, le transport, la liquéfaction et le chargement de CO₂ pour un site de stockage géologique.

Installations

Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Son appointement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m³ de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m³. Sa capacité commerciale est réduite à 1,5 Gm³ par an depuis le 1^{er} janvier

2021. Une première opération de chargement de micro-méthaniers a été réalisée en octobre 2023.

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm³ de gaz par an, de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m³ de GNL. Ces capacités sont complétées par deux appointements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m³ de GNL (Qmax) et permettant une activité importante de transbordements.

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010 a dorénavant une capacité de regazéification de 10 Gm³ de gaz par an. Il dispose d'un appointement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et de trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m³ de GNL. Par ailleurs 31 opérations de chargement de micro-méthaniers ont été réalisées en 2023.

Des travaux de doublement du nombre des baies de chargement de citernes sur les terminaux de Montoir et Fos Cavaou ont été réalisés en 2023.

Évolutions réglementaires

Les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. L'accès à la regazéification est régulé. Le tarif en cours, dit tarif "ATM6", a été fixé par une délibération de la CRE du 6 janvier 2021. Une révision à mi-période a été fixée par la délibération du 31 janvier 2023 et s'applique depuis le 1^{er} avril 2023.

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

Un nouvel arrêté préfectoral de mars 2022 autorise une optimisation des prélèvements d'eau du terminal de Fos Cavaou et permet de l'exploiter dorénavant avec une capacité commerciale augmentée à 10 Gm³/an.

1.6.2.2.4 Storengy

Avec Storengy, le Groupe est leader du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m³.

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En France, Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain : neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m³) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m³). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m³).

Après une mise en exploitation réduite en 2012, Storengy a redémarré le site de Trois-Fontaines-l'Abbaye en janvier 2023. Le redémarrage des installations déjà existantes permettra le soutirage d'une partie du gaz encore présent dans le réservoir du site de stockage. Les recettes issues de la vente de ce gaz contribueront au démantèlement ou à la reconversion du site à l'issue de son exploitation, dans une dizaine d'années. Ce redémarrage s'intègre dans un projet global de réhabilitation complète du site en concertation avec les acteurs locaux (administration, pouvoirs publics, collectivités, associations, riverains). La première étape, qui débutera en 2023, pour une dizaine d'années, permettra de soutirer une partie du gaz naturel encore présent dans le sous-sol, soit environ 8 TWh, l'équivalent de la consommation de la communauté d'agglomération Saint-Dizier, Der & Blaise pendant 20 ans.

En Allemagne, Storengy Deutschland GmbH, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m³ ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers.

Au Royaume-Uni, Storengy UK Ltd, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m³). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni (le stockage de Rough, plus grand stockage de gaz au Royaume-Uni, étant toujours en attente de réouverture en réponse aux problématiques de sécurité d'approvisionnement liées à la crise russo-ukrainienne).

En Europe, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables (biométhane, méthane de synthèse, hydrogène) afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. A ce titre, Storengy développe les projets HyPSTER (1 MW d'électrolyse et 3t de stockage H₂, en augmentation progressive avec un potentiel de 44 t à horizon 2026) sur son site d'Etrez et GeoH₂ (potentiel de 2 000 t de stockage H₂ à horizon 2027) sur son site de Manosque. D'autres projets sont à l'étude sur les sites anglais et allemands de Storengy, deux marchés avec des ambitions importantes sur le développement de l'hydrogène et des infrastructures associées.

La production de gaz renouvelables, portée jusqu'à mi-2023 par Storengy, a pris une importance croissante dans la stratégie du Groupe. Pour positionner au mieux cette activité et y dédier des moyens permettant le déploiement d'une forte ambition européenne, le Groupe a instauré une nouvelle entité, Renewable Gases Europe (RGE). Cette entité a repris, en France, depuis juillet 2023, les activités de production de gaz renouvelables (cf ci-dessous).

Production de chaleur, de froid et d'électricité par géothermie

En Allemagne, Storengy est actionnaire à 100% du bureau d'ingénierie geoEnergieKonzept, spécialisé dans la géothermie faible profondeur. La société travaille en prestation de service pour le compte d'autres entités du Groupe en Allemagne ainsi que pour des clients externes.

Évolutions réglementaires

Au niveau européen, en ce qui concerne le stockage, les événements survenus au cours de l'année 2022 (conflit entre la Russie et l'Ukraine) ont déplacé l'attention de l'accessibilité financière vers la sécurité et la disponibilité du gaz naturel.

À la suite de ces événements, la Commission Européenne a publié en mars 2022 la "Communication REPowerEU pour une action européenne commune dans le domaine de l'énergie", affirmant que l'Union européenne (UE) doit accélérer le processus d'indépendance progressive à l'égard du gaz russe. La Commission a également reconnu, par le biais de cette proposition, que des niveaux élevés de stockage sont essentiels pour protéger la sécurité de l'UE et permettraient au système gazier de l'UE d'absorber les chocs potentiels sur le marché du gaz.

Suite à ces observations, la Commission a soumis une nouvelle proposition en vue d'amender le règlement 2017/1938 du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel.

Ainsi, le règlement 2022/1032 du 27 juin 2022 prévoit que les États membres doivent veiller à ce que les infrastructures de stockage situées sur leur territoire soient remplies à 90% de leur capacité au plus tard le 1^{er} novembre de chaque année.

1.6.2.3 Activités en Amérique

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

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société opère 2 409 km de lignes de transport d'électricité et 25 sous-stations, avec 11 km supplémentaires de lignes de transport et 10 sous-stations en construction. EECL détient également 50% de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN). Cette société exploite 1 204 km de lignes de transport et quatre sous-stations, qui interconnectent les réseaux électriques du nord et du centre du Chili. Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm³/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions. En outre, sa filiale EECL détient 100% de Gasoducto NorAndino, un pipeline gazier d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

Au niveau national, la loi du 16 août 2022, portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat, confie aux opérateurs de stockages la mission de constituer des stocks dits de sécurité pour atteindre l'objectif minimum de remplissage à atteindre avant le début de l'hiver tel que fixé par le Ministre chargé de l'énergie.

Ces règles ont un impact positif sur la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en établissant des nouvelles mesures à même de prévenir et/ou d'atténuer les effets des ruptures d'approvisionnement au niveau européen.

La France avait déjà mis en place un cadre réglementaire propice à ces enjeux de sécurité d'approvisionnement. La mise en place au niveau européen est un signal également positif en ce sens.

Suite à la délibération de la CRE du 31/01/2024 relative à la période ATS3, le taux de rémunération des actifs intégrés à la Base d'Actifs Régulée (BAR) avant le 31/12/2023 sera de 4,6% réel avant impôts. En outre, les nouveaux actifs (intégrés à la BAR après cette date) seront rémunérés par un taux nominal de 5,9 % avant impôts, sur une période de 30 ans au lieu de 50 ans.

1.6.2.5 Gaz Renouvelables Europe

En 2023, l'entité Gaz Renouvelables Europe a été créée, dédiée au développement du gaz renouvelable et de ses dérivés, notamment le méthane de synthèse. Cette nouvelle entité, composée d'environ 200 personnes, regroupe les équipes d'ENGIE Bioz qui opèrent déjà en France une trentaine de sites en exploitation (pour près de 0,7 TWh de production). Elle intègre également une filiale d'ingénierie principalement présente aux Pays-Bas, ainsi que les équipes de Business Développement de différents pays d'Europe.

La demande de biométhane est appelée à se développer fortement dans un environnement très favorable, puisque la Commission européenne a décidé, l'an dernier, de doubler son objectif de production de biométhane à 35 milliards de mètres cubes d'ici à 2030, ce qui équivaut à environ 380 TWh. Selon le scénario récemment publié par ENGIE sur les trajectoires de décarbonation en Europe, pour atteindre les objectifs européens "Fit for 55", 450 TWh de gaz décarbonés doivent être mobilisés d'ici 2030 parmi toutes les filières technologiques (méthanisation, pyrogazéification, hydrogène renouvelable et tous ses dérivés et gaz naturel associés au captage et stockage de CO₂).

Le Groupe vise une production de 10 TWh par an en Europe avec le projet de cibler sept pays de production en dehors de la France : l'Allemagne, la Belgique, l'Espagne, l'Italie, les Pays-Bas, la Pologne et le Royaume-Uni. Dans ce dernier pays justement, ENGIE a annoncé en 2023 l'acquisition d'Ixora Energy qui apporte au Groupe trois unités d'une capacité de 160 GWh/an et consolide son portefeuille de projets sur ce marché clé.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 664 200 clients via un réseau de 13 964 km situé dans des zones d'activités importantes du pays : Bajío, México, Jalisco, Puebla-Tlaxcala, Querétaro, Reynosa-Matamoros, Tampico et Merida. ENGIE opère également trois réseaux de transport d'une longueur totale de 1 306 km approvisionnant en gaz naturel les zones à fort développement économique du Bajío (gazoducs du Bajío), du centre du Mexique (gazoducs Los Ramones II Sur) et de la péninsule du Yucatan (Energía Mayakan). Le gazoduc du Bajío, d'une longueur de 204 km, alimente l'une des régions les plus dynamiques du Mexique. En 2016, ENGIE a renforcé sa présence dans cette région avec le gazoduc Los Ramones II Sur qui fait partie du système gazier Los Ramones, considéré comme l'une des plus importantes infrastructures gazières construites ces dernières années au Mexique. ENGIE a développé Los Ramones II Sur en partenariat avec Brookfield et la société publique Pemex qui détiennent respectivement 45% et 5% de l'infrastructure. Dans la péninsule du Yucatan,

ENGIE opère le gazoduc Mayakan développé en partenariat avec le fonds d'investissement EXI qui en détient 16%. En décembre 2021, le contrat de transport avec le principal client du gazoduc, qui avait 96% de la capacité contractée jusqu'en 2025, a été étendu à l'horizon 2050 pour la même capacité. En novembre 2022, ENGIE et la CFE ont signé un accord de collaboration pour une extension du gazoduc. Cette extension permettra d'alimenter deux nouvelles centrales électriques (Mérida IV and Valladolid IV) et de répondre à la demande croissante de la région en gaz naturel. Avec cet accord, ENGIE pourra étendre ses opérations dans les infrastructures gazières et contribuer à la sécurité d'approvisionnement de la région.

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

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

Dans le domaine des infrastructures gazières, ENGIE a conclu l'acquisition des actifs de transport de TAG en 2020 via un consortium constitué d'ENGIE à hauteur de 65% et de la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ) pour les 35% restants. Le Groupe a finalisé, en janvier 2024, la cession à CDPQ (partenaire actuel) d'une participation de 15% dans TAG. TAG est une des principales sociétés de transport de gaz naturel sur le marché régulé au Brésil avec un réseau de gazoducs d'environ 4 500 km en opération et 100 km en construction, soit environ 45% de l'ensemble des infrastructures gazières du pays. TAG compte 11 installations de compression de gaz, 14 points de réception de gaz (dont deux terminaux méthaniers en opération et un troisième en construction) et 90 points de livraison de gaz en opération et deux en construction. TAG transporte du gaz naturel vers 10 distributeurs de gaz (LDC), raffineries, usines d'engrais et centrales électriques. En mars 2022, TAG a inauguré son centre de supervision et contrôle à Rio de Janeiro. En 2023 TAG a lancé un nouveau produit de réservation de capacité court-terme. De nouveaux contrats, représentant 20% des revenus de TAG en 2023, ont également été signés avec 20 clients, dont Shell, Equinor, Galp, quatre compagnies de

distribution de gaz naturel et un industriel (Unigel). Par ailleurs, plusieurs projets sont en cours de construction, dont :

- GASFOR II, un gazoduc de 84 km (boucle dans le réseau existant), COD (Commercial Operation Date) prévue en août 2024 ;
- une connexion au terminal GNL de Sergipe avec un gazoduc de 25 km, COD en juillet 2024.

Enfin, ESOM, la société constituée par ENGIE pour assurer la maintenance des 4500 km du réseau TAG, au travers de 16 sites d'exploitation, est pleinement opérationnelle depuis juillet 2022.

Au **Canada**, par ailleurs, ENGIE détient une participation de 40% dans Intragaz, une société qui possède et exploite deux sites de stockage souterrain de gaz naturel dans des réservoirs déplétés de la région du Québec, avec une capacité totale de 157 millions de mètres cubes. Une expansion est en cours de développement en vue d'augmenter le débit de soutirage de 25%. Le tarif d'Intragaz qui expirait à fin 2023 a été renouvelé sans impacts significatifs sur le taux de rendement.

Évolutions réglementaires

Au **Chili**, en février 2023, le Ministère de l'énergie a publié au journal officiel le décret tarifaire relatif au transport d'électricité pour la période 2020 - 2023, sans autre commentaire du Contrôleur général de la République (GCR). En juin, l'Opérateur indépendant du réseau (ISO) a procédé aux ajustements tarifaires sur cette période. Les revenus ajustés sont en ligne avec les attentes d'ENGIE et sa filiale TEN, avec un impact net positif.

Au **Mexique**, la réglementation du secteur du gaz naturel continue d'évoluer avec de nouveaux standards environnementaux pour la réduction des émissions de méthane, la sécurité industrielle et la protection de l'environnement. La Commission de régulation de l'énergie conduit un processus de consultation des acteurs du secteur gazier en vue de faire évoluer la réglementation actuelle.

Au **Brésil** :

- en avril 2021, une loi sur le gaz a été mise en place, mais il n'y a pas eu de réglementation de la part de l'Agence nationale de régulation (ANP) depuis cette date ;
- l'harmonisation de la législation fédérale avec celle des États est obligatoire pour assurer l'ouverture correcte du marché brésilien du gaz, étant donné que l'ANP réglemente les activités en amont et en milieu de chaîne, tandis que chaque État réglemente les activités en aval (27 compagnies de distribution de gaz naturel) ;
- le principal risque pour les activités de transport de gaz est le contournement du réseau, avec des projets reliant les sources d'approvisionnement en gaz directement à la consommation (principalement les centrales thermiques, qui représentent environ 40% de la demande totale dans le pays). L'amélioration du cadre légal de la nouvelle loi est nécessaire. Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local ;
- le gouvernement a lancé en 2022 le programme "Gas to employ" pour promouvoir l'utilisation du gaz naturel en substitution de combustibles plus polluants. TAG participe activement à ce programme.

1.6.2.4 Activités en Europe et dans le reste du monde

ENGIE est présent dans le domaine des infrastructures gazières en **Roumanie** via Distrigaz Sud Retele, filiale à 99,99% d'ENGIE Romania, elle-même détenue à 50,99% par le groupe ENGIE. Distrigaz Sud Retele est le principal distributeur de gaz naturel du pays. Il couvre la moitié sud de la Roumanie et exploite un réseau de distribution de 23 189 km fin 2023, servant plus de deux millions de points de livraison.

Le Groupe est aussi actif dans le stockage de gaz naturel en Roumanie à travers sa filiale Depomures, détenue à 59%. Elle exploite un stockage de 3 TWh, soit 10% de la capacité de stockage de gaz naturel du pays.

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

services énergétiques.

ENGIE participe également aux côtés de TES à la construction d'un terminal FSRU dans le port de Wilhelmshaven pour le

compte de DET (Deutsche Energy Terminal GmbH). Ce terminal devrait être opérationnel en 2024, contribuant ainsi à la sécurité énergétique du pays.

1.6.3 GBU ENERGY SOLUTIONS

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	11 033	11 441	-3,6%
EBIT (en millions d'euros)	386	523	-26,2%
Capacités décentralisées de production d'énergies (GW@100%)	25,3	24,9	+1,5%

1.6.3.1 Missions, organisation et stratégie

Missions

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Enfin, les **contrats de performance énergétique** combinent la production de l'énergie finale avec le recours aux sources renouvelables et de récupération (solaire photovoltaïque,

biométhane, etc.) et l'utilisation de cette énergie de façon efficace et sobre.

La GBU propose ainsi à ses clients collectivités, industriels, tertiaires ou habitats collectifs des contrats comportant des engagements de réduction de la consommation énergétique de leurs bâtiments et des émissions de CO₂ associées.

La GBU propose par ailleurs :

- une offre de conseil en décarbonation, pour établir des feuilles de route "zéro carbone" (ENGIE Impact) ;
- une offre d'ingénierie (Tractebel) ;
- une gamme de services opérationnels avec l'exploitation et la maintenance des installations de production et de distribution de chaleur et de froid dans les bâtiments, la gestion des énergies, etc.

Organisation

La GBU est organisée autour de quatre régions opérationnelles : France, Europe, Asie & Moyen-Orient, Amériques, complétées par deux entités spécialisées dans le conseil (ENGIE Impact) et l'ingénierie (Tractebel).

Les équipes centrales assurent :

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

Marché et environnement concurrentiel

On retrouve principalement deux typologies d'acteurs intervenant sur l'une ou l'autre des activités d'Energy Solutions :

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

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

1.6.3.2 Activités en France

L'activité en France est portée sous la marque commerciale ENGIE Solutions, dédiée aux services BtoB. Elle s'adresse à l'ensemble des segments : villes et collectivités, secteurs industriels et tertiaires.

ENGIE Solutions est leader en France, à Monaco et en Outre-mer des infrastructures décentralisées d'énergie bas carbone et des services énergétiques associés, avec plus de 300 centres et filiales.

Les 16 000 collaborateurs sont répartis sur l'ensemble du territoire français, en métropole comme en Outre-mer. Le développement des réseaux de chaleur urbain s'est poursuivi en 2023 dans une démarche de décarbonation :

- verdissement et extension du réseau de chaleur d'Amiens d'ici 2025 avec la création d'une seconde chaufferie biomasse (14 MW) et de 25 nouveaux kilomètres de réseaux vertueux. Le taux d'énergies renouvelables et de récupération passera de 60% à 72%. La création du premier réseau de froid des Hauts-de-France est également actée.
- réalisation et mise en service du nouveau réseau de chaleur et de froid cannois de thalassothermie, alimenté par l'eau de mer et valorisant les eaux usées. Ce projet s'inscrit dans le cadre du programme d'embellissement de la Croisette, en adéquation avec les objectifs de décarbonation du territoire et notamment du Plan Climat Air Energie Territorial.
- la société SOVEN est le 1^{er} acheteur et producteur de biomasse à obtenir la certification SBP*-RED II garantissant la durabilité de la biomasse utilisée dans ses chaufferies ;
- développement et verdissement autour de plus petits réseaux de chaleur, par exemple le projet de mise en place de chaudières biomasses sur le réseau de chaleur de Bernay qui permettront d'alimenter les abonnés par de la chaleur à 85% renouvelable, combiné au raccordement de 750 équivalent logements supplémentaires, pour fournir au total près de 8 GWh.

L'année 2023 marque un tournant important pour la mobilité durable avec la création d'ENGIE Vianeo, nouvelle marque mobilité électrique :

- B&B HOTELS a choisi la marque ENGIE Vianeo pour déployer 4 200 points de charge électriques dans plus de 340 hôtels partout en France d'ici 2024. Les installations sont souvent situées à proximité immédiate des grands axes routiers, les bornes seront non seulement accessibles aux clients des

établissements mais également à l'ensemble des utilisateurs de véhicules électriques de passage ;

- sur les autoroutes, le maillage de super-chargeurs se densifie et se diversifie. ENGIE Vianeo et APRR déploient cinq stations de recharge très haute puissance dédiées aux poids lourds électriques et aux autocars longue distance. Cette initiative constitue une première en France.

ENGIE Solutions poursuit l'accompagnement de ses clients vers la transition énergétique et leur décarbonation, notamment dans le secteur industriel :

- la mise en place d'une chaufferie biomasse vapeur de 3,5 MW à la Laiterie de Saint-Père-en-Retz (44), pour la fourniture de vapeur décarbonée pour leur process, issue de plaquettes forestières. Ce contrat de conception, réalisation, conduite, exploitation, maintenance et gros entretien renouvellement est le premier conclu avec le groupe Agromousquetaires, qui possède 58 autres sites industriels ;
- la mise en service d'une chaufferie biomasse de 17 MW pour la Prospérité Fermière INGREDIA à Saint-Pol-sur-Ternoise. Cette nouvelle centrale apportera au site une chaleur durable et plus stable économiquement, tout en favorisant le dynamisme de la filière bois locale.

En ce qui concerne les services de gestion et performance énergétiques, le développement s'est poursuivi par la conclusion de Contrats de Performance Énergétique, avec notamment :

- le Contrat de Performance Énergétique avec la Ville de Vitry pour 60 bâtiments communaux et trois centres aquatiques pour 5 ans et 9 mois, avec un engagement de baisse de la consommation de gaz de plus de 1000 MWh au global, des engagements de consommations énergétiques et de confort pour chaque site et la mise en œuvre de nombreuses actions de performance énergétique (remplacement par des chaudières plus performantes, isolation, mise en place de la télégestion, sensibilisation des usagers) ;
- le Marché Global de Performance Énergétique avec le Conseil Départemental des Yvelines pour 24 collèges de ce département, groupement dont ENGIE est le mandataire. Ce marché d'une durée de 12 ans permettra une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 39% et une réduction des consommations d'énergies de 31%, notamment grâce au déploiement de la solution Vertuoz Control qui permet un pilotage optimisé de chaque pièce en fonction de son taux de fréquentation.

1.6.3.3 ENGIE Impact

ENGIE Impact s'associe à des entreprises pour accélérer leurs efforts de décarbonation dans le monde entier. Le modèle d'engagement d'ENGIE Impact va au-delà de la stratégie pour inclure l'excellence des données, les outils numériques et l'expertise en matière de réalisation de projets. Partenaire à long terme, ENGIE Impact établit des voies crédibles pour

atteindre les objectifs ambitieux de réduction des émissions de carbone, tout en partageant les engagements et la responsabilité sur l'ensemble des portefeuilles. ENGIE Impact dispose aujourd'hui d'un portefeuille de plus de 1 500 clients, dont 25 % des entreprises de la catégorie Fortune 500.

1.6.3.4 Tractebel

Tractebel est reconnu comme une société internationale d'ingénierie et de conseil de premier plan qui propose des solutions intégrées dans les domaines de l'énergie, du nucléaire, de l'eau et des infrastructures. Elle accompagne ses clients, publics et privés, dans leur transition vers la neutralité carbone.

Tractebel, avec 5 500 collaborateurs, est actif dans principalement une trentaine de pays.

Domaine de l'énergie

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

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

Domaine de l'eau

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

intervient également sur des projets d'assainissement comme le projet Uharakhand (Inde) et de dessalement comme le projet Dakhla (Maroc) pour ENGIE.

Domaine des infrastructures

Dans le secteur des infrastructures urbaines, Tractebel contribue à l'ingénierie de bâtiments, d'infrastructures de transport terrestre, et de villes, avec pour ambition d'accélérer le développement d'offres intégrées, visant à décarboner quartiers et territoires. À l'aide du BIM (*Building Information Modeling*, ou maquette numérique du bâtiment) et d'outils de modélisation et de simulation, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport collectif et de mobilité en Belgique, Allemagne, Inde, Chili, pour les projets du Grand Paris Express (France) et du métro de Belgrade (Serbie). Les équipes sont leader dans la conception de bâtiments à basse consommation d'énergie en Belgique et ont remporté un Award au MIPIM ("Marché International des Professionnels de l'Immobilier") pour la conception de l'Hôpital de Liège (Belgique). Enfin, les équipes interviennent comme experts afin de développer la stratégie bas carbone de Springfield City Group et de Monash University (Australie).

1.6.3.5 Activités à l'international

1.6.3.5.1 Europe (hors France)

Italie

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

En 2023, la GBU a remporté plusieurs contrats de performance énergétique dans les villes de Florence, Naples et Venise.

Allemagne

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

En 2023, la GBU a signé un contrat asset based de 20 ans pour le verdissement et l'extension du réseau de chaleur de la ville de Tettngang, décarboné à 96% avec de la biomasse.

Espagne

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

En 2023, elle a signé le projet de construction d'une nouvelle centrale de froid de 28 MW pour le réseau de Barcelone et différents projets pour décarboner l'industrie, notamment dans le secteur de la chimie.

Portugal

La GBU distribue le chauffage et la climatisation de la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique. Elle a développé en 2023 un portefeuille de projets solaires ainsi qu'un projet d'utilité sur site pour un acteur industriel.

Slovaquie et Pologne

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

En 2023, la GBU a remporté plusieurs contrats pour développer et mettre en œuvre des projets solaires photovoltaïques avec des clients industriels et tertiaires slovaques.

Belgique

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

En 2023, elle a par ailleurs initié le déploiement des 5 600 points de recharge électriques dans le cadre de la concession remportée en Flandres.

Roumanie

La GBU développe ses activités en solaire décentralisé et en 2023, elle a mis en service un contrat de 8,6 MW avec Saint-Gobain.

1.6.3.5.2 Amériques

États-Unis

La GBU intervient dans les solutions d'efficacité énergétique, en particulier pour le secteur public – gouvernements locaux, écoles, hôpitaux – et développe depuis plusieurs années des partenariats majeurs notamment pour les universités. La GBU poursuit son développement dans les solutions de solaire décentralisé avec 380 MW installé en 2023.

Brésil

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

1.6.3.5.3 Asie, Moyen-Orient et Afrique

Pays du Golfe arabo-persique

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

La GBU propose également des solutions énergétiques (solaire et autres utilités) sur site à des industriels dans la région. Elle agit aussi auprès des villes et a remporté en 2023 la concession de rénovation énergétique de l'éclairage public d'Abu Dhabi.

1.6.4 GBU FLEXGEN & RETAIL

1.6.4.1 Missions, organisation et stratégie

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

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

Ces activités partagent le même défi – mais aussi la même opportunité – lié à la réduction des émissions de CO₂.

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

1.6.4.2 Activités Production flexible (FlexGen)

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	5 264	7 126	-26,1%
EBIT (en millions d'euros)	1 513	1 768	-14,4%
Capacités centralisées de production d'électricité au gaz (GW@100%)	49,2	49,9	-1,4%
Capacités centralisées de production d'électricité au charbon (GW@100%)	2,1	2,2	-4,5%
Capacités de stockage d'électricité par pompage-turbinage (GW@100%)	3,3	3,3	+0,0%

Asie Sud-Est

La GBU dispose de solides capacités dans la maintenance technique, l'efficacité énergétique et les systèmes urbains de refroidissement pour fournir des offres clés en main à faible émission de carbone. La GBU poursuit la construction de projets majeurs développés ces dernières années, notamment un système intégré de réseau de froid urbain avec Jurong Town Corporation (JTC) pour le quartier digital de Punggol à Singapour, ainsi que des projets de solaire et d'utilités sur site pour plusieurs acteurs industriels.

En 2023, la GBU a remporté un nouvel appel d'offre pour la fourniture de froid du 57^{ème} plus grand centre commercial des Philippines, Festival Mall, ainsi qu'un projet de solaire sur site de 11 MW pour une filiale de Cemex.

Marché et environnement concurrentiel

Dans la production thermique d'électricité, le top 10 (hors Chine) est principalement constitué d'acteurs européens (ENGIE, Enel, RWE, EPH, Uniper etc.) et asiatiques (KEPCO, Marubeni, Mitsui). Ces 10 principaux acteurs représentent une capacité totale thermique de 286 GW (environ 19% ENGIE). A fin 2022, ces acteurs avaient 26 GW de projets sécurisés de nouvelles centrales de production dans le monde, dont 95% en gaz, portés principalement par les acteurs asiatiques.

Dans le stockage par batteries, environ 11 GW de capacités sont installés ou en développement avancé à fin 2022 pour les principaux acteurs européens, tirées principalement par les *Utilities* (ENEL, ENGIE, RWE et EDF), suivies par les développeurs renouvelables (NEOEN, Zénobé, etc.) et les fonds d'investissement (Capital Dynamics, Gresham House).

Dans la production d'hydrogène bas carbone, hors Chine, on observe une forte concentration des projets en Europe et en Australie (90% du total annoncé) avec la création de consortiums visant à réduire les coûts de production. A horizon 2030, Air Liquide, Orsted, EDF et Iberdrola visent chacun à minima 3 GW de capacité d'électrolyse installées.

1.6.4.2.1 Europe

Le marché en Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. Le marché européen de l'énergie, orienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un programme important à court et moyen terme de fermeture des sources de production au charbon, couplée d'une sortie du nucléaire en Allemagne. Les centrales au gaz naturel ont un rôle clé à jouer aujourd'hui en offrant la flexibilité nécessaire sur les marchés de l'énergie, à côté de solutions naissantes telles que les batteries. Différents mécanismes de rémunération en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de rémunération de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements (Belgique, Italie, France, Royaume-Uni). Ces mécanismes permettent aux capacités existantes de rester opérationnelles.

En **Europe**, ENGIE gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 19,5 GW dans sept pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Portugal, et Espagne), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (14,6 GW), stockage d'énergie par pompage turbinage (3,3 GW), biomasse et autres (1,3 GW).

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

En complément, en Europe, ENGIE offre à de gros sites industriels des solutions en matière de fourniture d'énergie, d'exploitation et/ou de maintenance. Elle s'appuie sur la proximité avec ses clients et ses références solides pour les aider à relever les défis de la transition énergétique.

Évolutions réglementaires

Suite à la promulgation du *Green Deal* Européen, la Commission européenne a proposé d'accélérer la réduction d'émission de CO₂ d'ici 2030. Différents pays européens ont engagé la sortie de la production d'électricité à partir du charbon. Ces tendances marquées incitent à accélérer l'étude des solutions de décarbonation de leurs actifs, tandis que des mécanismes de rémunération des capacités électriques voient également le jour pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

1.6.4.2.2 Amériques

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

1.6.4.3 Activités stockage par batteries

La GBU *FlexGen & Retail* développe ses activités autour des opérations liées aux parcs de batteries. Ces batteries ont pour vocation de participer à l'équilibrage des réseaux électriques auxquelles elles sont connectées en offrant leur disponibilité sur les marchés auxiliaires. Elles peuvent en outre exploiter des opportunités d'arbitrage sur les marchés de gros de l'électricité, notamment sur les marchés *day-ahead* ou *intraday*.

A ce jour, la GBU a développé une capacité de 192,5 MW en Europe (Belgique, Italie), en Amérique du Sud (Chili et Pérou) et

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

Au **Chili**, ENGIE, dispose d'une large infrastructure thermique dans le nord du Chili pour un total de 1 563 MW. Le Groupe exploite un portefeuille diversifié de centrales à cycle combiné ou cycle ouvert au gaz naturel, d'unités au charbon qui pourront être converties au gaz naturel ou à la biomasse dès 2025, ainsi que des turbines à gaz et moteurs diesel. Outre ces actifs de génération, un gazoduc de 1 081 km est exploité pour fournir le gaz au cycle combiné et importer du gaz argentin lorsque celui-ci est disponible.

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

1.6.4.2.3 Afrique, Moyen-Orient et Asie

À **Singapour**, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, qui exploite un portefeuille d'actifs de production d'énergie d'une capacité combinée de 2 565 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments BtoB et BtoC, ce dernier étant ouvert depuis le 1^{er} mai 2019.

Dans les pays du **Conseil de Coopération du Golfe**, ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. ENGIE vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme. ENGIE est un des premiers développeurs et opérateurs privés d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 28 GW desservent plus de 40 millions de personnes (en Arabie Saoudite, aux Emirats arabes unis, à Oman, au Bahreïn, au Qatar et au Koweït). Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 5,6 millions de m³ d'eau/jour, avec des développements supplémentaires en cours pour 1 million de m³ d'eau/jour.

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

En **Afrique**, ENGIE détient une participation minoritaire en Afrique du Sud dans deux centrales diesel dites "de pointe" à cycle ouvert pour une capacité totale de 1 003 MW, et une participation minoritaire au Maroc dans la centrale à charbon de Safi avec une capacité de production totale de 1 250 MW. Une unité de dessalement est en construction au Maroc également, avec une capacité attendue de 100 000 m³ d'eau/jour.

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

en Australie. L'année 2023 a notamment vu la mise en activité des batteries à Hazelwood (Australie - 150 MW) et à Chilca (Pérou - 26,5 MW), ainsi qu'une acquisition d'envergure - celle du développeur américain Broad Reach Power en août 2023. Cet acteur possède 350 MW de capacité en opération sur le marché ERCOT au Texas et dispose d'un portefeuille de 880 MW en construction au Texas et en Californie. Cette acquisition fournit une plateforme d'accélération pour les ambitions de stockage de l'énergie du Groupe.

1.6.4.4 Activités Retail

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	16 443	16 810	-2,2%
EBIT (en millions d'euros)	569	-6	nc
Nombre de contrats énergie et services BtoC gaz (en millions)	10 574	10 866	-2,7%
Nombre de contrats énergie et services BtoC électricité (en millions)	9 257	9 108	+1,6%

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

Sur tous les marchés où ENGIE opère, l'ambition est d'être un leader de la fourniture d'énergie et de solutions de transition énergétique. Pour cela, les priorités sont de commercialiser :

- **des contrats d'énergie verte** avec des solutions digitales de pilotage des consommations par le budget ou par le confort ;
- **des services de confort vert** : installation, maintenance et surveillance d'équipements thermiques performants (pompes à chaleur, chaudières très haute performance, ballons d'eau chaude, chaudières à bois) ;
- **des services de mobilité propre** : installation de bornes de recharge, solutions de recharge, location de véhicules électriques, etc. ;
- **des services de décentralisation énergétique** : équipements des toitures solaires, gestion des batteries fixes ou embarquées et modulation de la puissance électrique appelée ;
- **des services d'équilibrage et de capacités aux acteurs du système électrique** par l'intermédiaire de centrales virtuelles qui agrègent les flexibilités des clients résidentiels.

ENGIE détient un portefeuille de presque 20 millions de contrats d'énergie et de contrats de services (2,8 millions de contrats). En France, ENGIE reste leader de la vente de gaz et 1^{er} challenger en électricité. En Belgique, le Groupe est numéro un en gaz comme en électricité, et en Roumanie leader sur la fourniture de gaz. Dans le domaine des services de décarbonation aux clients particuliers et aux petits clients professionnels, le Groupe déploie de nombreuses solutions qui en font un acteur de référence et contribuent à sa croissance.

Les ventes de contrats d'électricité verte ont continué à progresser pour atteindre 71% (6,5 millions à fin 2023) des contrats d'électricité commercialisés par ENGIE.

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

- des campagnes d'information et de sensibilisation à la sobriété énergétique ;
- la poursuite de la progression de services de décarbonation (installation de panneaux solaires, de bornes électriques, etc.) et des offres permettant aux clients de mieux comprendre et d'agir sur leur consommation. A ce titre, des outils digitaux (applications) permettent de suivre la consommation d'énergie en temps réel : "Mon pilotage gaz"

(France) qui permet de piloter les consommations en fonction d'une consigne de budget, "Mon pilotage élec" (France) qui permet de piloter à partir d'une consigne de température, les 'EcoDéfis' (France) qui permettent de relever des défis de réduction de sa consommation de manière individuelle ou collective, ou encore l'offre de pilotage pour optimiser l'autoconsommation solaire (Belgique), etc. ;

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

Évolutions réglementaires

En France, le Tarif Réglementé de Vente de gaz a pris fin le 30 juin 2023 - les clients disposant encore d'un tarif réglementé à cette date (1,9 million) ont été basculés vers le "Contrat Gaz Passerelle". Si les prix de l'énergie ont connu une accalmie en 2023, des boucliers et amortisseurs tarifaires ont été cependant prolongés tant pour le gaz que pour l'électricité (bouclier tarifaire prolongé pour le gaz jusqu'au 30 juin 2023 et pour l'électricité jusqu'à fin 2023 avec sortie progressive en 2024).

Dans d'autres pays, si la plupart des mesures d'urgence prises en 2022 pour atténuer les hausses des prix pour les clients ont été peu à peu abandonnées (exemple : suppression du droit temporaire au tarif social à partir du 1^{er} juillet 2023 en Belgique), certaines mesures gouvernementales ont cependant été prolongées (plafonnement des prix du gaz et de l'électricité jusqu'à fin 2023 aux Pays-Bas ou jusqu'en mars 2025 en Roumanie, baisse de la TVA sur le gaz et l'électricité en Belgique).

ENGIE Energy Access

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

ENGIE Energy Access est la première entreprise hors réseau d'Afrique avec une présence dans neuf pays (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Ouganda, Rwanda, Tanzanie et Zambie), plus d'1,3 million de clients et plus de 6,5 millions de personnes.

1.6.4.5 Activités Hydrogène

1.6.4.5.1 Missions et Stratégie

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

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

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

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

1.6.4.5.2 Description des activités

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

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

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

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

ENGIE a signé en 2023 un *Memorandum of Understanding* avec Equinor afin de renforcer la collaboration concernant la décarbonation de la production électrique en Belgique, en France et aux Pays-Bas. Cet accord permet à ENGIE de coopérer et, éventuellement, de co-investir dans des projets de production électrique décarbonée, soit par l'utilisation d'hydrogène bas carbone, soit par le recours à des solutions de capture et séquestration du carbone.

Deux *Memoranda of Understanding* ont également été signés en mai 2023 en vue d'explorer les opportunités de collaboration sur l'hydrogène. Le premier, entre ENGIE et le fond d'investissement souverain saoudien, le *Public Investment Fund*, concerne la production d'hydrogène décarboné en Arabie Saoudite. Le deuxième, entre Storengy et ADNOC, cible le stockage d'hydrogène en cavité saline aux Emirats arabes unis.

Enfin, au Havre, les projets France KerEAUzen et Salamandre, ayant pour ambition respective la production de e-kérosène à partir d'hydrogène décarboné et de CO₂ biogénique, et la pyrogazéification de déchets (biométhane 2^{ème} génération), ont remporté en juin l'Appel à Projet lancé par HAROPA visant à attribuer un foncier sur le site du Port du Havre à un projet innovant engagé dans la décarbonation du bassin industriel havrais.

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

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

Dans cette optique, ENGIE Solutions a signé deux accords de partenariat en 2023 : en février avec Stellantis pour une offre combinée de véhicules et stations de recharge hydrogène ; et en juin avec Airbus, la Région Occitanie et Terega Solutions pour solutions hydrogène sur le site de l'Aéroport de Toulouse Blagnac (carburant, gaz industriel, mobilité aéroportuaire, usages stationnaires).

ENGIE exploite à ce jour une vingtaine de stations hydrogène en France, et six stations sont actuellement en construction.

Infrastructures : L'adaptation et la conversion des infrastructures au développement de l'hydrogène est une priorité pour le Groupe. GRTgaz est fortement impliqué dans le développement d'une dorsale européenne de l'hydrogène avec de premiers projets concrets comme le projet MosaHYC et le projet RHYn lancé en 2022. A plus long terme, GRTgaz est associé au projet H2med, hydrogénoduc reliant le Portugal et l'Espagne à la France et l'Allemagne (Section 1.6.2.2.2). Storengy développe un service de stockage souterrain d'hydrogène afin de permettre une fourniture fiable et flexible d'hydrogène (projets HyPSTER ou HyGreen en France, Salthy en Allemagne). Ces projets d'infrastructure hydrogène, transport comme stockage, ont reçu un écho très favorable lors des Appels à Manifestation d'Intérêt lancés entre 2022 et 2023 (MosaHYC, RHYn, Hygreen, Hynframed, etc.). Le Groupe a pour ambition d'atteindre 700 km de réseau de transport d'hydrogène en 2030, ainsi que de disposer de 1 TWh de stockage en 2030 (Section 1.6.2.2.2 "GRTgaz" et Section 1.6.2.2.4 "Storengy").

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

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

Évolutions réglementaires

Dans le cadre de sa trajectoire de neutralité carbone, l'Union européenne (UE) souhaite massivement développer la production d'hydrogène renouvelable et bas carbone avec un objectif ambitieux de 40 GW de capacité d'électrolyse en Europe en 2030. Cet objectif a été réhaussé avec le plan RePowerEU, suite au conflit entre l'Ukraine et la Russie et la décision de l'UE de réduire au maximum la dépendance au gaz naturel russe, qui vise la production de 10 Mt H₂ par an sur le sol européen et l'import de 10 Mt H₂ supplémentaires. Des cibles contraignantes de consommation et de limitation d'émissions de gaz à effet de serre ont été fixées dans l'industrie, et récemment dans le transport dans le cadre du paquet européen *Fit for 55*. Ces évolutions sont positives et démontrent une volonté politique renforcée mais doivent encore être concrétisées, notamment via un processus simplifié et accéléré de mise à disposition des fonds. ENGIE œuvre pour réduire les freins en place au développement des projets et faire évoluer le cadre réglementaire.

1.6.5 NUCLÉAIRE

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires ⁽¹⁾ (en millions d'euros)	118	35	nc
EBIT (en millions d'euros)	605	1 026	-41%
Capacité de production d'électricité nucléaire (GW@100%)	4	5,3	-18,2%

(1) Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intra-groupes de 2 325 millions d'euros au 31 décembre 2023 (2 653 millions d'euros au 31 décembre 2022).

1.6.5.1 Missions et stratégie

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

L'entité opérationnelle est structurée autour des priorités suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ;

- suivre le démantèlement des premiers réacteurs arrêtés (Doel 3 en 2022, Tihange 2 en 2023), tant sur le plan technique qu'organisationnel.

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

1.6.5.2 Description des activités

Les implantations de l'entité en Belgique sont réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. Electrabel exploite et opère, dans le respect des normes de sécurité et sûreté nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et de Tihange. Ces centrales représentent fin 2023 une capacité installée totale en Belgique de 3 928 MWe (dont 792 MWe en partenariat avec le groupe EDF). Les centrales de Doel 3 (1006 MW) et de Tihange 2 (1008 MW) ont été mises définitivement à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023. De plus, le Groupe possède 1 218 MWe de droits de tirage dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

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

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

Ce document confirme et entérine les principes clés de l'accord-cadre signé le 21 juillet 2023, à savoir :

- l'engagement des deux parties de procéder à un *Flexible Long-Term Operation* (LTO), pour un montant d'investissement estimé entre 1,6 et 2 milliards d'euros, et de mettre en oeuvre leurs meilleurs efforts pour redémarrer les unités nucléaires de Doel 4 et Tihange 3 dès novembre 2025 ;
- la création, sous réserve des autorisations nécessaires, d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées, détenue à parité par l'État belge et ENGIE ;
- le modèle économique de l'extension avec une répartition équilibrée des risques au travers notamment un mécanisme de Contrat pour Différence pour la rémunération de la production d'électricité. Le prix d'exercice se basera sur le coût réel de l'extension des unités nucléaires. Ce coût n'est pas encore connu mais sera estimé en fonction des exigences de sûreté nucléaire établies par l'Agence fédérale

de contrôle nucléaire (AFCN). Ainsi, un prix initial sera fixé en 2025 et sera actualisé en 2028 selon le montant connu du coût final de l'extension, pour couvrir la période allant jusqu'en 2035 ;

- la fixation d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires, concernant toutes les installations nucléaires d'ENGIE en Belgique, pour un montant total de 15 milliards d'euros en 2022 payable en deux fois selon les catégories de déchets ;
- la levée des restrictions portant sur les actifs non européens d'Electrabel.

Cet accord reste soumis à une approbation par la Commission Européenne - auprès de laquelle une consultation est en cours - ainsi qu'au vote effectif des modifications législatives.

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

Dans le cadre de l'accord final précité, la loi du 12 juillet 2022 sera modifiée afin de tenir compte de la fixation du paiement d'un montant forfaitaire pour les coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires (15 milliards d'euros en 2022), seules les obligations en matière de démantèlement restant exclusivement à charge d'Electrabel (et faisant toujours l'objet de provisions nucléaires).

Les provisions nucléaires s'élèvent à ce jour à 23 milliards d'euros. Dans le cadre de l'accord final précité, 15 milliards d'euros en 2022 seront transférés à l'Etat belge et 8 milliards, dédiés aux coûts de démantèlement, demeureront chez Synatom. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2025 (voir Note 17 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").

1.6.6 AUTRES - DONT GLOBAL ENERGY MANAGEMENT & SALES (GEMS)

Chiffres clés

	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires (en millions d'euros)	37 322	45 277	-17,6%
dont GEMS	37 221	45 137	-17,5%
EBIT (en millions d'euros)	2 741	1 736	+57,9%
dont GEMS	3 551	2 618	+35,6%
Volumes d'énergies vendues aux clients BtoB (TWh)	310	341	-9,2%

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

1.6.6.1 Missions et stratégie de GEMS

Actif dans 17 pays, l'entité *Global Energy Management & Sales* (GEMS) opère dans le monde entier. Elle fournit des solutions et des services de gestion de l'énergie afin de soutenir ENGIE et ses clients dans leur transition vers une économie neutre en carbone. GEMS a deux principales missions :

- optimiser la valeur des actifs énergétiques, gaziers et renouvelables du Groupe, gérer les risques de portefeuille pour le compte d'ENGIE sur l'ensemble de ses marchés, et contribuer à la compétitivité des *GBU* ;
- assurer un avenir énergétique sûr et durable à plus de 190 000 clients externes en développant des offres commerciales innovantes et compétitives.

Outre sa situation de leader sur les marchés européens de gros du gaz naturel et de l'électricité, GEMS vise à développer la même position de leader dans les gaz renouvelables et bas carbone (biométhane, hydrogène). Plus largement, l'entité poursuit le plan de croissance ambitieux de son portefeuille de gestion en énergies vertes, qui comprend les énergies

renouvelables, les énergies à faibles émissions de carbone et le gaz vert, la biomasse durable, les garanties d'origine et les certificats verts. À cet égard, GEMS est un leader mondial des contrats d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts", 21 TWh ont été conclus en 2023. GEMS développe aussi des offres innovantes pour l'optimisation du stockage d'électricité par batteries et la gestion de la demande chez les clients.

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

En réduisant de manière proactive l'intensité carbone du portefeuille de gaz naturel en coopération GEMS contribue au respect par le Groupe de ses engagements vis-à-vis de la certification SBTi (Science Based Targets initiative).

1.6.6.2 Activités de GEMS

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

Optimisation d'actifs (*Asset Optimization*) :

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

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

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

- GEMS fournit du gaz naturel, du gaz vert et bas carbone (biométhane, hydrogène), et de l'électricité, aux entreprises et aux grands clients industriels, ainsi qu'aux autres entités commerciales d'ENGIE ;
- GEMS développe les activités de fourniture d'électricité renouvelable (contrats d'achat d'électricité renouvelable), et offre des solutions personnalisées pour aider les clients à atteindre leurs objectifs environnementaux, sociaux et de gouvernance (ESG) (garanties d'origine, traçabilité de l'énergie, compensations carbone, efficacité énergétique) ;

- GEMS gère les risques du portefeuille énergétique physique et financier avec des stratégies de couverture sur mesure, un accès au marché compétitif et une expertise de qualité.

En 2023, ENGIE a conclu de nouveaux contrats et lancé différents partenariats, notamment :

- Signature d'un accord innovant visant à fournir de l'énergie renouvelable pour couvrir la consommation de certains centres de données Microsoft au Texas. Cet accord permettra à Microsoft de faire correspondre la demande de ses centres de données 7j/7, 24h sur 24 avec de l'énergie propre provenant du portefeuille de projets éoliens, solaires et de batteries d'ENGIE au Texas ;
- Accord avec Arkema pour la fourniture de 300 GWh/an de biométhane renouvelable en France pour une durée de 10 ans. Il s'agit de l'un des plus importants contrats privés de biométhane en Europe à ce jour ;
- au Royaume-Uni, un PPA solaire avec Arla, la plus grande coopérative laitière du pays. Le contrat d'une durée de 15 ans fournira environ 20 % de l'énergie nécessaire pour alimenter l'ensemble des opérations d'Arla au Royaume-Uni à partir de nouveaux parcs solaires créés sur des sites auparavant utilisés comme décharges ;
- Un PPA d'une durée de 20 ans avec le leader français de la grande distribution Les Mousquetaires. Au total 340 GWh seront vendus sur une durée de 20 ans, représentant l'entièreté de la production de la centrale solaire d'ENGIE Ygos 2, d'une capacité installée de 13 MWc.

1.6.7 MODÈLE D'AFFAIRES DU GROUPE

Le modèle d'affaires du Groupe est présenté en Section 3.2.

1.7 PROPRIÉTÉS IMMOBILIÈRES, USINES ET ÉQUIPEMENTS

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

Au 31 décembre 2023, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 22 pays.

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

Centrales électriques (capacités > 400 MW hors unités en construction)

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	669	Fioul
	Fadhili	1 498	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
Arabie saoudite	Ju'aymah	467	Gaz naturel
	Shedgum	467	Gaz naturel
	Uthmaniyah	467	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
	Pelican point	489	Gaz naturel
Australie	Al Dur	1 224	Gaz naturel
Bahreïn	Al Ezzel	940	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
	Amercœur	446	Gaz naturel
Belgique	Coo	1 113	Pompage hydraulique
	Doel	1 916	Nucléaire
	Drogenbos	466	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	1 992	Nucléaire
	Canabava	439	Hydroélectrique
Brésil	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Campo Largo	688	Wind
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osório	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
	Mejillones	1 121	Charbon et gaz naturel
Chili	Tocopilla	428	Gaz naturel, charbon, fioul
	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
Émirats arabes unis	Mirfa	1 600	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 590	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
	Cartagena	1 199	Gaz naturel
Espagne	Castelnou	791	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale ⁽¹⁾ (MW)	Type de centrale
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	428	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	478	Gaz naturel
Italie	Roselectra	406	Gaz naturel
	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
	Voghera	404	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 519	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Barka 2	674	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 925	Gaz naturel
	Flevo	888	Gaz naturel
Pérou	Chilca	943	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	534	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	438	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Picote I&II	433	Hydroélectrique
	Turbogas	990	Gaz naturel
Qatar	Ras Laffan B	1 025	Gaz naturel
	Ras Laffan C	2 730	Gaz naturel
Royaume-Uni	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
	Moray East	950	Eolien en mer
Singapour	Senoko	2 564	Gaz naturel et fioul

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

Stockages souterrains de gaz naturel (> 550 Mm³ de volume utile total ⁽¹⁾)

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

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

Terminaux méthaniers

Pays	Localisation	Capacité totale de regazéification (Gm ³ (n)/an) ⁽¹⁾
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	1,5
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	10
Chili	Mejillones	2,0

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

FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE INTERNE

2.1	Processus de gestion des risques	41	2.3	Procédures de contrôle interne	59
2.1.1	Politique de gestion globale des risques	41	2.3.1	Objectifs du contrôle interne	59
2.1.2	Gestion de crise	41	2.3.2	L'organisation et les acteurs du contrôle interne	59
2.1.3	Couverture des risques et assurances	41	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	61
2.2	Facteurs de risque	43	2.3.4	Pilotage du contrôle interne	62
2.2.1	Risques politiques et réglementaires	43			
2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	46			
2.2.3	Risques économiques et concurrentiels	48			
2.2.4	Risques financiers	49			
2.2.5	Risques opérationnels	52			
2.2.6	Risques sociaux et sociétaux	55			
2.2.7	Risques liés aux activités nucléaires	57			



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

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

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

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

Risques	Criticité	Évolution (versus 2022)	Sections et références dans le DEU
Risques politiques et réglementaires			
Risque d'intervention des États face à la forte augmentation des prix de l'énergie		baisse	2.2.1.1 et Notes 7.1 et 8.4 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz) y compris une évolution des taxes		stable	2.2.1.2
Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2024/2025 en Europe		baisse	2.2.1.3
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France		baisse	2.2.1.4
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux			
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie		stable	2.2.2.1 et DPEF 3.3.1 risque F
Risque d'adaptation des actifs industriels		stable	2.2.2.2 et DPEF 3.1.5
Risques économiques et concurrentiels			
Risque d'adaptation ou développement des <i>business models</i> induit par la transition énergétique dans un contexte de concurrence accrue sur certaines activités du Groupe		stable	2.2.3.1 et DPEF 3.1.5 et Note 13.4 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risques financiers			
Risque de marché sur matières premières		stable	2.2.4.1 et Note 15.1.1 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risque de contrepartie		stable	2.2.4.2 et Note 15.2 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risque sur le financement des pensions de retraite		stable	2.2.4.3 et Note 18 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”
Risques opérationnels			
Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables		stable	2.2.5.1
Cybersécurité		légère hausse	2.2.5.2 et DPEF 3.3.1 risques C et D
Risque d'accident industriel		stable	2.2.5.3 et DPEF 3.3.1 risque A
Risques sociaux et sociétaux			
Risques liés aux ressources humaines		stable	2.2.6.1 et DPEF 3.3.3
Risques santé et sécurité au travail		stable	2.2.6.2 et DPEF 3.3.3 risque S
Risques liés aux activités nucléaires			
		baisse	2.2.7.2 et Note 17.2 de la Section 6.2.2 “Notes aux comptes consolidés”

Légende niveau de criticité : Faible  / Moyen  / Élevé 

D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également affecter le Groupe. La survenance de tels risques pourrait avoir une incidence négative significative sur l'activité, la situation financière et les résultats du Groupe, sur son image, ses perspectives et/ou sur le cours de l'action ENGIE. Certains risques critiques pour le Groupe sont par ailleurs mentionnés dans les sections suivantes mais non développés car ils font soit déjà l'objet de détails dans la DPEF (voir Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE") soit sont non spécifiques à ENGIE.

2.1 PROCESSUS DE GESTION DES RISQUES

2.1.1 POLITIQUE DE GESTION GLOBALE DES RISQUES

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

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

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

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

L'analyse des risques et le pilotage des plans d'actions sont réalisés en collaboration avec toutes les filières du Groupe et cross revus avec les quatre Global Business Unit (GBU) du Groupe.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité Exécutif (Comex). Une campagne ERM est ensuite lancée dans tout le Groupe, en indiquant les orientations à prendre en compte pour la gestion des risques durant l'année. Elle met notamment l'accent sur des risques prioritaires coordonnés chacun par un membre du Comex et qui feront l'objet d'un suivi particulier par l'un des Comités permanents du Conseil (voir Section 4.1.2.4 "Les comités"). Elle débouche sur une nouvelle revue des risques du Groupe présentée en Comex puis en Comité d'Audit, qui après examen porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration.

La connaissance des risques provenant de la remontée d'informations des entités opérationnelles et des directions fonctionnelles est complétée par des entretiens avec les dirigeants et par une analyse des publications des analystes externes et des événements majeurs.

2.1.2 GESTION DE CRISE

Afin de faire face à la survenance de tous les types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE dispose d'un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs. L'analyse de la crise est réalisée par une personne de permanence au niveau local qui peut, en cas de besoin, déclencher une cellule de crise au plus près du terrain et informer la personne de permanence au niveau supérieur. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité.

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

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, les entités réalisent, a minima,

un exercice de crise par an sur un périmètre fonctionnel et géographique cohérent avec les exigences réglementaires. Des formations complémentaires sont également dispensées pour les parties prenantes internes. Un référentiel de contrôle interne permet aux principales entités de réaliser une évaluation annuelle de leur maturité. Enfin, un bilan annuel est réalisé pour tirer les enseignements et engager les actions d'amélioration identifiées, en lien et partage avec l'ensemble des entités.

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

2.1.3 COUVERTURE DES RISQUES ET ASSURANCES

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

Pour chacun de ces domaines :

- les montants assurés dépendent des risques financiers découlant des scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;

- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,22% du chiffre d'affaires 2023 du Groupe.

Il ne peut être exclu que, dans certains cas, le Groupe soit obligé de verser des indemnités importantes non couvertes par le programme d'assurances en place ou d'engager des dépenses très significatives non remboursées ou insuffisamment remboursées par ses assureurs. En matière de responsabilité civile et de risques environnementaux, bien que

le Groupe ait souscrit des assurances de premier plan, il ne peut être exclu que la responsabilité du Groupe soit recherchée au-delà des plafonds garantis ou pour des faits non couverts (notamment du fait des exclusions communément pratiquées par le marché de l'assurance).

2.1.3.1 Responsabilité civile

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

Un programme responsabilité civile générale (y compris atteinte à l'environnement) est souscrit au bénéfice de

l'ensemble des filiales pour un montant total de 645 millions d'euros. Ce programme intervient en majorité au premier euro, ou en excédent des couvertures sous-jacentes souscrites par certaines entités (en général d'une capacité de 50 millions de dollars américains).

2.1.3.2 Responsabilité civile nucléaire

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

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le

montant de l'indemnisation est plafonné par accident à 1,2 milliard d'euros. Au-delà de ce plafond, un mécanisme d'indemnisation complémentaire a été mis en place par les États signataires des conventions.

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

2.1.3.3 Dommages matériels

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

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

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

2.1.3.4 Programmes de protection du personnel

Conformément à la législation en vigueur et aux accords d'entreprise, des programmes de protection du personnel

contre les risques d'accidents et frais médicaux sont élaborés au niveau des entités opérationnelles.

2.2 FACTEURS DE RISQUE

2.2.1 RISQUES POLITIQUES ET RÉGLEMENTAIRES

Le Groupe est sensible à des facteurs de risques conjoncturels et structurels qui impactent le secteur de l'énergie. L'ensemble de ces risques est analysé et mesuré dans le cadre des processus stratégiques et de planification qui permettent au Groupe d'anticiper certaines évolutions de l'environnement

externe et de s'y préparer. L'organisation et la feuille de route de la recherche et de l'innovation du Groupe contribuent également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Recherche et innovation").

2.2.1.1 Risque d'intervention des États face à la forte augmentation des prix de l'énergie

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  La hausse brutale des prix sur les marchés de gros de l'énergie a débuté fin 2021/début 2022 et a été exacerbée par le conflit entre l'Ukraine et la Russie. Cela a incité les États européens, dont la France, l'Italie et, dans une moindre mesure, la Roumanie et le Portugal, à adopter des mécanismes de stabilisation des prix de fourniture afin de protéger les consommateurs finaux. En particulier, en France, après les dispositions 2022, la loi de finances pour 2023 a prolongé une nouvelle fois le bouclier tarifaire, jusqu'au 30 juin 2023 pour le gaz, et jusqu'au 31 janvier 2024 pour l'électricité. Le bouclier tarifaire 2023 a consisté à limiter les hausses des Tarifs Réglementés de Vente (TRV) à 15% TTC à compter du 1^{er} janvier 2023 pour le gaz et à compter du 1^{er} février 2023 pour l'électricité. Le bouclier tarifaire pour les particuliers en gaz s'est arrêté au 30 juin 2023. Pour l'électricité, il a continué avec une nouvelle hausse limitée à +10% TTC intervenue au 1^{er} août 2023. Pour les fournisseurs alternatifs, les différences entre le TRV calculé selon la formule de la CRE et le TRV gelé sont compensées par l'Etat. Un "amortisseur tarifaire" a également été instauré pour 2023 et 2024 pour les clients du secteur de l'électricité qui ne sont pas éligibles aux TRV (entreprises et collectivités locales). Cet amortisseur prend la forme d'une aide forfaitaire sur 50% de la consommation de ces clients. Suite à la publication du calendrier de versement de compensations pour 2023 acté sur la base des montants déclarés par ENGIE, ce risque est aujourd'hui sécurisé. Toutefois, des facteurs de risque résiduels existent, notamment liés aux modalités de compensation des boucliers 2023 et à l'absence d'activation d'un bouclier électricité pour les particuliers en 2024. A cela s'ajoutent les potentiels impacts des premières orientations de la Commission européenne concernant le marché de l'électricité et l'arrêt du dispositif ARENH, à partir de 2026. En Belgique, les mécanismes de plafonnement des recettes issues de la production d'électricité au moyen de technologies "inframarginales", mis en place entre le 1^{er} août 2022 et le 30 juin 2023, et d'élargissement de la base des bénéficiaires du tarif social n'ont pas été prolongés par les autorités au-delà du 30 juin 2023. Les élections législatives fédérales belges de juin 2024 pourraient amener un changement de majorité et l'introduction de nouvelles mesures de protection des consommateurs dans l'accord de gouvernement.	Tendance du risque : BAISSÉ Le Groupe continue d'interagir avec les différents régulateurs nationaux ainsi qu'avec les autorités européennes (Commission) quand les mesures découlent de textes communautaires afin d'assurer une meilleure cohérence entre les projets de réglementation et leurs objectifs, et dans le but de les alerter sur des problématiques concrètes de mise en œuvre. En France, en particulier, ENGIE a poursuivi ses échanges avec la CRE et le Cabinet du Ministère de la Transition Énergétique (MTE) sur le bouclier tarifaire. Il a également échangé avec les ministères concernés et les parlementaires sur le mécanisme de captation de la rente inframarginale mis en place dans la Loi de finances pour 2024. S'agissant par ailleurs du cadre de marché post-ARENH, le Groupe a exprimé publiquement sa position en réponse à la consultation gouvernementale (consultation conjointe MTE - DGEC, Bercy-APE, DGE, du 21 novembre 2023 sur le Projet de dispositif de protection des consommateurs d'électricité à partir du 1^{er} janvier 2026) et échange sur ces sujets avec la CRE et les ministères. Le Groupe suit également de près : • les mesures d'urgence qui ont été développées au niveau européen et qui s'appliqueront dans les différentes Géographies où le Groupe est actif ; • l'application du Règlement sur la réforme du marché de l'électricité dans le droit des États membres ; • le dispositif proposé en novembre 2023 pour succéder à l'ARENH en France, qui a fait l'objet d'une consultation, et qui figure dans le projet de loi relatif à la souveraineté énergétique dont la présentation est prévue devant le Parlement au cours de l'année 2024.

2.2.1.2 Risque d'évolution de la réglementation au Brésil dans différents secteurs d'activité (production et commercialisation d'électricité, transport de gaz), y compris une évolution des taxes

DESCRIPTION

Criticité : 

Le Groupe est exposé aux changements de la réglementation des marchés de l'électricité au Brésil, tels que la réduction des subventions ou l'introduction de nouvelles taxes pour les producteurs. L'Administration brésilienne pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du *design* du marché de l'électricité. Cela permettrait d'ouvrir le marché à la concurrence, d'améliorer son fonctionnement et d'assurer les investissements nécessaires dans les infrastructures du pays.

Le Brésil représente 3% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE investit dans les activités de transport de gaz, via sa filiale TAG, et d'électricité (construction des lignes de transmission Asa Branca et Gavião Real et des nouvelles centrales de production d'énergie renouvelable Santo Agostinho, Assuruá et Assú Sol). Les activités de transport de gaz, transmission et génération d'électricité pour le marché captif sont régulées.

En 2021, le gouvernement brésilien a approuvé une loi qui vise à créer les conditions pour l'ouverture du marché du gaz, après des années de monopole du géant pétrolier public Petrobras. L'harmonisation et l'application de la législation entre les États fédéraux et le gouvernement fédéral brésilien restent les prochaines étapes clés. Dans la chaîne du gaz, les activités de production et de transport sont réglementées par l'agence fédérale (ANP), tandis que les activités aval sont un monopole d'État, réglementées par des agences locales. A ce jour, le principal risque est lié au *bypass* du système de transport (connexion directe de sources d'énergies aux distributeurs locaux d'énergie ou aux consommateurs finaux). Ceci pourrait réduire les capacités des gaz transportés, conduisant à une augmentation des tarifs et risquant d'amplifier les demandes de *bypass*.

Le système fiscal brésilien est complexe et potentiellement en évolution. Plusieurs litiges sont en cours concernant l'application de taxes et leur résolution pourrait prendre plusieurs années (voir la Note 23.4.2 de la Section 6.2.2 Notes aux comptes consolidés). Par ailleurs, la loi de réforme fiscale a été approuvée le 20 décembre 2023 par les différentes instances locales. L'objectif affiché de cette réforme est la simplification fiscale, la transparence, la création emploi et la stimulation économique. Le texte concerne essentiellement les taxes indirectes (ICMS, PIS COFINS, Taxes locales) dont la mise en œuvre est longue (les premières mesures seront progressivement applicables de 2024 à 2033). Les premières estimations des impacts sur les activités du Groupe, non significatives à ce stade, seront l'objet de réévaluation définitive une fois la législation de mise en œuvre finalisée.

Des modifications de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir, en particulier concernant les dividendes, *interests on equity* (pas d'imposition à ce jour) et les impôts sur les sociétés. Les effets ne sont pas connus à ce jour et pourraient se compenser.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : **STABLE**

Grâce à sa présence en France et à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *design* de marché. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiennes, notamment au travers de la participation du Groupe au processus formel de révision du *design* du marché au Brésil. Les modifications du *design* du marché électrique et gaz affecteront toutes les sociétés actives dans ces secteurs. D'autres sociétés présentes au Brésil dans la production électrique ou dans le transport du gaz partagent l'avis du Groupe et sont mobilisées pour assurer la neutralité, voire positivité, des évolutions en matière de *design* de marché. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques.

Le Groupe suit étroitement les évolutions réglementaires et législatives au Brésil pour anticiper au mieux les évolutions dans ces domaines et mettre en place des actions pour limiter les effets négatifs sur la rentabilité de ses activités.

À ce jour, dans l'activité de transport de gaz, l'objectif est d'éviter les différents projets de *bypass* et d'obtenir une définition claire des règles juridiques de la nouvelle loi.

Pour cela, TAG et le Groupe prennent part au débat public auprès des différentes parties prenantes et suivent de près les évolutions réglementaires et la mise en place du cadre légal de la nouvelle loi, que ce soit au niveau fédéral ou au niveau local.

2.2.1.3 Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2024/2025 en Europe

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Depuis le contexte géopolitique 2022 induit par le conflit entre la Russie et l'Ukraine, les risques d'actes de malveillance sur le patrimoine matériel du Groupe se sont accrus que ce soit au travers des actes de sabotage sur les infrastructures ou d'attaques via des logiciels malveillants. Les sanctions européennes contre la Russie pourraient s'accroître jusqu'à une situation d'embargo sur les exportations de gaz provenant de Russie vers l'Europe. En application de la loi du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat, le ministre chargé de l'énergie peut imposer chaque année, par décret, aux opérateurs des infrastructures de stockage de constituer des stocks de sécurité. Cette obligation permettrait d'assurer un taux de remplissage des stockages au-delà du seuil réglementaire actuel de 85 % au 1^{er} novembre incombant aux fournisseurs. De plus, l'Union européenne a fixé un taux de remplissage à 90% au 1^{er} novembre 2023. La sécurité d'approvisionnement en gaz en Europe pourrait être impactée par ces risques et plus spécifiquement, exposer le Groupe à des difficultés à atteindre les niveaux de stockages requis ou à une sur sollicitation de ses installations de regazéification ou de stockage.	Tendance du risque : BAISSÉ Il est rappelé que le Groupe met en œuvre une politique de protection du patrimoine matériel : les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace. Le Groupe a mis en place un système de recensement et de remontée des incidents afin de mieux évaluer les risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance. Leur analyse, qui donne lieu à un rapport trimestriel, permet d'élaborer les actions nécessaires, stratégiques et opérationnelles, de prévention et de mitigation. Afin de remplir les engagements de l'hiver 2024/2025 en matière d'approvisionnement, le Groupe a contracté des volumes supplémentaires, diversifié ses sources d'approvisionnement, notamment via une hausse des volumes de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), et continue de faire évoluer son portefeuille. Par ailleurs, les terminaux méthaniers du Groupe ont tourné à des niveaux records depuis le début de l'année 2023 et ont commercialisé des capacités de déchargements supplémentaires pour faire face à la situation. En outre, les conditions de commercialisation des capacités de stockage ont été assouplies par les régulateurs pour faciliter le remplissage et le Groupe accélère sa croissance dans les gaz verts, en particulier le biométhane. Toutes ces mesures générant une hausse d'activité sont réalisées dans le respect des standards et référentiels de sécurité industrielle des sites.

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

DESCRIPTION	MESURE DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Les tarifs d'accès aux infrastructures gazières (distribution, transport, stockage, terminaux de regazéification) en France sont régulés. Les tarifs sont fixés par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) qui peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'évolution des marchés financiers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces tarifs comprennent également des mesures d'incitation à la performance. Sauf exception, ils sont révisés tous les quatre ans à l'issue d'un processus de consultations publiques et d'auditions. La CRE a publié les 14 décembre 2023, 25 et 30 janvier 2024 les délibérations portant projets de décision pour les tarifs des infrastructures gazières (transport, stockage et distribution) s'appliquant pour une période de quatre ans (ATRT8, ATS3 et ATRD7), à partir d'avril 2024 pour le transport et le stockage et à partir de juillet 2024 pour la distribution. Le taux de rémunération des actifs est très proche des tarifs précédents (-15 points de base pour les transport et stockages, -10 points de base pour la distribution). Les tarifs intègrent également un rattrapage tarifaire important et un recalage des charges lié à l'inflation cumulée des dernières années. En ce qui concerne les tarifs de regazéification (ATTM 6), en vigueur depuis le 1^{er} avril 2021, la révision devrait être lancée en 2024 en vue d'une mise en œuvre en 2025.	Tendance du risque : BAISSÉ Le Groupe maintient le dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui permet une large place à la concertation de l'ensemble des acteurs. Outre l'ensemble des actions qu'il déploie pour développer la production de gaz verts et l'atteinte de leur compétitivité à terme, il continue de défendre : • des positions visant à assurer la sécurité d'approvisionnement du pays (voir également Section 2.2.1.3 Risque sur la sécurité d'approvisionnement en gaz pour l'hiver 2024/2025 en Europe) ; • une rémunération des actifs juste et adaptée au nouvel environnement économique de court et long terme ; • une couverture adéquate de ses coûts en vue de préserver une bonne qualité de service et de permettre les investissements nécessaires à la transition énergétique ; • la reconnaissance de la flexibilité apportée par le système gaz au système énergétique et sa valorisation. Il veille aussi à accroître sa performance pour asseoir une trajectoire tarifaire compétitive.

2.2.2 RISQUES DÉCOULANT DES ENJEUX CLIMATIQUES ET ENVIRONNEMENTAUX

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

Les problématiques liées aux pollutions des sols font l'objet d'un suivi spécifique (voir Section 3.5.4.11). Ces sujets font l'objet de provisions dans les comptes lors de démantèlement

et réhabilitation de sites (voir Note 17.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Les risques relatifs aux enjeux climatiques et environnementaux sont développés plus en détail dans le Chapitre 3 "Déclaration de performance extra-financière et informations RSE" - Section 3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD - *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) et 3.3.1 Principaux risques environnementaux.

2.2.2.1 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 "Transition liée au changement climatique - Risque F" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité. À court terme, les phénomènes météorologiques (variation de température, inondation, vent, sécheresse, vagues de chaleur) ont un impact sur la production (en cas de manque d'eau dans les barrages notamment) et sur la demande d'énergie (fourniture de gaz en cas d'hiver chaud par exemple). Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe. À plus long terme, le changement climatique pourrait avoir un impact plus large sur les activités du Groupe : modification des besoins régionaux ou saisonniers en énergie, modification de la production du parc, obligation de réduction des émissions de CO₂eq, et régulations croissantes, conflits d'usage de l'eau, hausse des niveaux et de la température des mers et des fleuves, préservation des puits naturels de carbone et conflit d'usage de la biomasse, etc. La production hydro-électrique est la technologie la plus exposée. De fortes variations de production sont attendues à l'horizon 2050 dans certaines régions (de -18% à +10%, dans le cadre du scénario médian retenu). Une augmentation significative des variations infra-annuelles de production est également attendue. À l'horizon 2050, les effets des risques chroniques sont cependant limités sur les productions solaire et éolienne.	Tendance du risque : STABLE (voir également Section 3.5.4 "Les actions du Groupe"). Pour ajuster l'offre aux fluctuations de la demande annuelle, ENGIE optimise son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et du parc de production électrique. Pour gérer le risque à plus long terme, ENGIE agit à différents niveaux : - le Groupe a élaboré une revue stratégique des impacts du changement climatique dans les pays où il est présent. Afin de mieux comprendre le changement climatique et ses impacts sur ENGIE, un partenariat a été établi avec l'Institut Pierre Simon Laplace afin de modéliser au plus juste les évolutions de production d'énergie à venir et l'impact des événements extrêmes sur l'ensemble des technologies du Groupe dans les différentes régions du monde. Ces analyses sont en cours d'intégration dans les dossiers d'investissement du Groupe afin d'appréhender en amont les impacts du changement climatique et de privilégier les technologies et zones géographiques les plus adaptées pour le développement du Groupe ; - le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes ; - un Comité de pilotage regroupant les GBU et les Directions Corporate concernées a été créé depuis 2022 pour suivre les progrès et valider les actions à mener.

2.2.2.2 Risque d'adaptation des actifs industriels

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Au-delà des variations de production énergétique, le changement climatique a un impact direct sur l'intégrité des installations. En effet, l'augmentation des événements extrêmes peut impacter les activités du Groupe : dommages sur les installations, rupture d'approvisionnement, impacts sur la santé des collaborateurs ou réduction de la couverture assurantielle. Le Brésil, particulièrement affecté par des tempêtes de vents et de cyclones, et l'Australie apparaissent comme les pays les plus exposés aux risques aigus, étant précisé que, pour le Brésil, compte tenu de la taille du pays, les risques se matérialisent différemment selon les régions. En revanche, les pays de l'Europe du Nord (Belgique, Pays-Bas, Allemagne) semblent les moins exposés aux risques chroniques et aigus. L'exposition est mesurée en cumulant les risques climatiques et la capacité relative de chaque pays à y faire face.	Tendance du risque : STABLE La gestion opérationnelle du risque consiste en la mise en place de plans d'adaptation pour tous les sites du Groupe et nouveaux projets exposés au changement climatique. Pour cela, le premier levier est l'intégration du risque physique au changement climatique dans le processus Groupe de suivi de risque (<i>Entreprise Risk Management</i>). Après le développement d'une méthodologie de priorisation des sites en 2020 et la définition d'une liste de sites prioritaires (actualisée annuellement) depuis 2021, le Groupe a déployé un pilote en 2022 sur 28 sites prioritaires ainsi que des sites de GRTgaz et de GRDF, pour construire des plans d'adaptation. En 2023, les travaux se sont focalisés sur l'alignement de la méthodologie avec les exigences de la taxonomie européenne (voir Section 3.1.5) et la généralisation des plans d'adaptation. En 2024, la priorité sera mise sur la maturité de la quantification des risques liés au changement climatique.

2.2.3 RISQUES ÉCONOMIQUES ET CONCURRENTIELS

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

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  La transition énergétique, exacerbée par le contexte géopolitique international, induit plusieurs changements dans les métiers où le Groupe opère : décentralisation de la production et vente d'énergie, émergence des technologies digitales et de la <i>smart energy</i> impactant la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, développement dans les activités de <i>trading</i> avec de nouveaux produits et marchés pour accompagner la décarbonation des clients, réglementations françaises en faveur de la décarbonation par une électrification renforcée. Sur ces différents marchés, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières, etc.) de plus en plus actifs sur toute la chaîne de valeur. La politique énergétique de la France est basée sur des réglementations nationales (Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), Loi Énergie-Climat (LEC) et sur la réglementation environnementale "RE2020", qui visent la décarbonation en renforçant et en accélérant l'utilisation de l'électricité. Plus récemment, le Ministère Français de la Transition Énergétique a pris position contre sur les chaudières à gaz, ce qui peut influencer grandement sur le marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques pour le système énergétique, notamment l'accroissement des besoins de pointe électrique et le coût additionnel nécessaire pour y répondre ainsi que la difficulté récurrente d'équilibrage du réseau électrique. Les activités de distribution de gaz naturel verront leur nombre de clients utilisant le gaz naturel diminuer. Au sein d'autres zones géographiques (notamment aux États-Unis), la concurrence accrue dans les énergies renouvelables, facilitée par l'<i>Inflation Reduction Act</i> (IRA), votée en août 2022, et qui offre un support ambitieux au développement de ces activités rendent les objectifs de développement plus difficiles à atteindre. De même, une évolution défavorable de cette loi, au vu des élections américaines à venir, pourrait impacter ces objectifs.	Tendance du risque : STABLE Pour répondre à ces défis actuels et futurs et adapter son <i>business model</i>, le Groupe a présenté, le 12 juin 2023, un scénario de transition énergétique pour l'Europe (15 pays) à l'horizon 2050. Ce scénario, est fondé sur cinq convictions majeures, dont : • l'alliage de l'électron et de la molécule pour réussir la transition ; • le développement massif des énergies renouvelables électriques ; • l'anticipation en amont des besoins de flexibilité. En attendant, le Groupe développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions "neutralité carbone". Par ailleurs, il renforce, auprès des pouvoirs publics français (notamment dans le cadre des orientations des futures réglementations énergétiques) et des autorités européennes, ses actions de promotion du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation d'une transition énergétique résiliente et abordable sur différents thèmes. Ces actions sont notamment la défense de l'usage chauffage via le développement des pompes à chaleur hybrides, la compétitivité des gaz verts, le <i>market design</i> du biométhane, la complémentarité des énergies. Concernant le développement du biométhane, outre le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France et le renforcement de son expansion en Europe (acquisition récente de centrales de production au Royaume-Uni), le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il se positionne ainsi comme précurseur au niveau des projets liés à l'hydrogène vert identifié comme une composante clé du futur mix énergétique français. Ces projets incluent tant la production à partir de l'électrolyse de l'eau, que le stockage avec des projets de conversions de cavités salines et le transport de cette molécule. En aval, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût en parallèle aux projets de reconversion d'infrastructures existantes pour le transport de l'hydrogène pur et l'amélioration des conditions d'injection dans les réseaux. Par ailleurs, le Groupe entend rééquilibrer son portefeuille d'infrastructures en technologies ; électricité (via la construction et l'exploitation continues de lignes hautes tension) et en zones géographiques (développement hors Union européenne vers des pays en croissance). Concernant le développement des énergies renouvelables, et plus particulièrement aux États-Unis, zone géographique en croissance du Groupe, ENGIE développe le stockage par batteries et continue de renforcer sa stratégie d'investissement, notamment via de la croissance externe (acquisitions récentes) et la sécurisation de sa chaîne d'approvisionnement en panneaux solaires.

2.2.4 RISQUES FINANCIERS

La structure des risques financiers est déclinée selon le même format que dans le Document d'enregistrement universel 2022.

Il est rappelé que le risque de liquidité, qui traduit l'exposition du Groupe au risque de manque de liquidités lui permettant de faire face à ses engagements contractuels n'est pas détaillé

dans le présent chapitre; étant générique à l'activité d'un Groupe implanté dans différents pays. Néanmoins, les actions mises en place pour piloter et suivre ce risque, sont présentées respectivement dans la Note 15.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Le Groupe est principalement exposé à deux types de risques de marché sur les matières premières énergie : les risques de prix, directement liés aux fluctuations des prix de marché ou des <i>spreads</i> entre prix de marché (exemple : <i>basis risk</i> dans des marchés nodaux, induit par le risque de congestion comme aux États-Unis), et les risques de volume (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique) principalement en Europe (Belgique, France, Espagne, Italie, Pays-Bas, Royaume-Uni, etc.), aux États-Unis, en Australie et en Amérique du Sud (Brésil, Chili, etc.). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité y compris les certificats de capacités (CRM - <i>Capacity Remuneration Mechanism</i>), le CO₂ et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine ou certificats verts, CEE-certificats d'économie d'énergie) (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés"). L'exposition au risque de prix se concentre sur les actifs nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz. Les actifs éoliens ou solaires, qui sont très largement contractés jusqu'en 2030, génèrent peu d'exposition au risque de prix mais sont exposés aux risques liés à leur caractère intermittent. Les activités de commercialisation d'électricité ou de gaz font l'objet de couverture au plus près des ventes pour limiter les risques de prix et de volume. À l'exception des activités de <i>trading</i>, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBIT. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, de l'EBIT <i>at Risk</i>, des ratios de couverture des portefeuilles et des <i>stress tests</i> basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de trading et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des <i>Value at Risk</i> (VaR), des <i>DrawDowns</i> et des <i>stress tests</i> (voir Note 15.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés").	Tendance du risque : STABLE Le Groupe a mis en place, au travers d'une politique Groupe mise à jour en 2023, une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché énergie et de contrepartie reposant sur : - le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques ; - un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des mandats de risques de chacune des entités opérationnelles et du suivi de l'exposition consolidée ; - le suivi de mandats de risques de marché, de contrepartie à différents niveaux dans le Groupe, et un processus d'alerte ; - une centralisation de la gestion du risque de liquidité associée aux appels de marge et des interventions sur les marchés de gros au sein de l'entité GEMS (voir Section 1.6.6) ; - une incitation aux entités opérationnelles à diminuer le risque aux bornes du Groupe ; et - une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière. Une partie des activités de production d'électricité, notamment hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés <i>Power Purchase Agreements</i> (PPA) et complétée par des <i>corporate PPAs</i> dans les activités de production d'électricité renouvelable réduisant l'exposition aux prix de marché sur la durée de vie de ces contrats. Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions. Concernant les impacts liquidité du risque, dans un contexte d'importante volatilité des appels de marge (mécanisme de place imposé pour gérer le risque de contrepartie), le Groupe dispose d'un dispositif de pilotage de ces appels de marge au niveau de GEMS, notamment, et utilise des instruments visant à réduire la volatilité induite.

2.2.4.2 Risque de contrepartie

DESCRIPTION

Criticité : 

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

L'impact peut se ressentir au niveau du paiement (non-paiement de prestations ou de livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou de fournitures payées), des actifs (perte de placements financiers) ou du manque à gagner en cas de faillite du client ou de coûts supplémentaires en cas de défaillance d'un fournisseur. La détérioration actuelle de l'environnement économique mondial, la hausse des taux d'intérêt, la flambée historique des prix de l'énergie et le conflit entre la Russie et l'Ukraine ont augmenté ce risque.

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

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : **STABLE**

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

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

Enfin, la hausse du risque de défaillance de nos contreparties constatée les dernières années réduite par la mise en place de boucliers tarifaires dans plusieurs pays a incité le Groupe à renforcer son suivi des recouvrements et à prendre en compte, dans l'évaluation de ses pertes de crédit attendues, des informations prospectives qui reflètent au mieux la situation dans un certain nombre de secteurs économiques considérés comme les plus sensibles à la crise économique (reprise de l'inflation et hausse des taux d'intérêt).

2.2.4.3 Risque sur le financement des pensions de retraite

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

2.2.5 RISQUES OPÉRATIONNELS

2.2.5.1 Risque d'approvisionnement pour la construction de centrales d'énergies renouvelables

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Dans un contexte mondial de transition énergétique, combiné aux tensions géopolitiques internationales, les fournisseurs de technologies bas carbone continuent d'être fortement sollicités par tous les acteurs énergétiques. Ces fournisseurs restent par ailleurs impactés par la prédominance géographique de fabrication de certaines matières premières dans des régions visées par des allégations de travail forcé aboutissant récemment à des réactions nationales et internationales et notamment des sanctions économiques. À titre d'exemple, le Groupe développe aux États-Unis des fermes solaires et importe dans ce cadre une grande partie de ses panneaux solaires de provinces chinoises. Depuis juin 2021, du fait des allégations de travail forcé dans ces provinces, les autorités américaines ont banni, sur ordonnance (<i>Withhold Release Order</i>), certains producteurs chinois de ces matières premières et ont mis en place des restrictions d'importations aux autres fournisseurs qui utiliseraient ces produits des régions incriminées. Par ailleurs, les prix de ces matières premières ainsi que le coût du fret international ont sensiblement augmenté. Ces différents facteurs peuvent entraîner des retards et surcoûts budgétaires excédant éventuellement les contingences des projets et donner lieu à des réclamations de la part des clients.	Tendance du risque : STABLE Le Groupe continue de développer différentes stratégies afin de limiter sa dépendance envers les fournisseurs clés et les risques sur la chaîne d'approvisionnement : • par la diversification des sources d'approvisionnement : le Groupe travaille à nouer des partenariats, en plus des fournisseurs habituels conformes, avec des producteurs en dehors des pays à risque et en relocalisant au plus près de l'utilisateur final ; • aux États-Unis, le Groupe a mandaté un organisme de contrôle spécialisé pour conduire des audits des protocoles de traçabilité des fournisseurs des panneaux solaires et leur capacité à se conformer à la réglementation américaine des importations ; • par la collaboration avec les fournisseurs pour renforcer la circularité et durabilité très en amont de la chaîne de valeur ; • les fournisseurs clés du Groupe font l'objet d'un monitoring par le partenaire EcoVadis. L'évaluation régulière des dimensions éthique, environnement, achats durables, travail et droits humains assure un monitoring des fournisseurs. Cette évaluation est prise en compte lors de la sélection des nouveaux fournisseurs ; • les audits de sites contiennent des questionnaires éthiques qui traitent également des droits humains • sur un horizon à plus long terme, le Groupe travaille à améliorer les technologies utilisées et le recyclage des matériaux de ses anciens parcs via ses centres de recherche ; • enfin, ENGIE participe à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer ses pratiques de gestion des risques. Au sein de WindEurope, ENGIE adhère à l'initiative sectorielle gérée par EcoVadis afin d'améliorer la transparence de sa chaîne d'approvisionnement. Par ailleurs, ENGIE continue ses actions de vigilance renforcée au regard de cette chaîne d'approvisionnement à risque aux États-Unis (allégations de travail forcé). Ces mesures s'inscrivent également dans le cadre du plan de vigilance du Groupe qui est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

2.2.5.2 Cybersécurité

DESCRIPTION

Criticité : 

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

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

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

En 2022, dans un contexte de conflit entre la Russie et l'Ukraine et de crise énergétique, le risque d'attaque cyber contre le secteur de l'énergie a augmenté d'après l'Agence Nationale française de Sécurité des Systèmes d'Information (ANSSI). Chez ENGIE le nombre de tentatives de cyber-attaques, y compris contre les actifs industriels, est resté relativement stable. Une augmentation des tentatives d'hameçonnage (*phishing*) a cependant été constatée et poursuivie en 2023.

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

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : **LÉGÈRE HAUSSE**

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

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

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

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

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

2.2.5.3 Risque d'accident industriel

DESCRIPTION

Criticité : 

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels susceptibles de générer des dommages aux personnes, aux biens ou à l'environnement, en lien avec son profil d'énergéticien. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale avec un fort impact potentiel sur sa réputation. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par lui pour le compte de clients, ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs. La sécurité industrielle des installations sur lesquelles le Groupe intervient est une de ses préoccupations majeures. Le traitement de ces risques fait l'objet d'une attention soutenue et d'investissements spécifiques, et des audits des installations concernées sont conduits régulièrement.

Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, de regazéification, de liquéfaction de gaz, de biométhanisation. Il exploite ou construit également des centrales de production d'électricité à partir de gaz, des ouvrages hydrauliques, des parcs éoliens et des installations photovoltaïques. Il effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type "Seveso seuil haut".

Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception ou de construction, ou d'événements extérieurs (actions de tiers, catastrophes naturelles). Ces accidents pourraient provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages aux biens ou à l'environnement, des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

Bien que l'indisponibilité non programmée des sites industriels d'ENGIE reste stable du point de vue du portefeuille global, au cours de l'année 2023 plusieurs événements climatiques ont impacté de manière significative des sites individuels, en plus des problèmes techniques sur des modèles d'éoliennes spécifiques.

Les principaux risques qui se sont manifestés sont les tempêtes de vent et les cyclones, affectant principalement les périmètres de l'Amérique du Sud et de l'Afrique.

L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés et en redoublant de vigilance quant au risque de cyber-attaques sur les systèmes de contrôle industriel ou aux risques liés à de potentielles actions de malveillance sur les installations du Groupe.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : STABLE

Le Groupe opère ses activités industrielles dans le cadre des réglementations de sécurité, dont la Directive européenne dite "Seveso III ⁽¹⁾". La maîtrise de ces risques industriels est assurée par la mise en œuvre de systèmes de management de la sécurité basés sur l'amélioration continue. Ces systèmes visent à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle est intégrée de manière spécifique (standards et référentiels) dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe. En outre, ENGIE mandate des experts externes pour auditer ses actifs industriels. Des audits réguliers sont réalisés par les autorités compétentes locales.

La protection des systèmes de contrôle industriels est intégrée au déploiement de la politique de sécurité des systèmes d'information du Groupe.

Ces risques sont pour la plupart couverts par des polices d'assurances. En cas de sinistre majeur, ces assurances pourraient s'avérer insuffisantes (voir Section 2.1.3 "Couverture des risques et assurances").

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

2.2.6 RISQUES SOCIAUX ET SOCIÉTAUX

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

extra-financière et informations RSE" et ne sont pas détaillés dans la présente section s'ils ne présentent pas de caractère spécifique à l'activité d'ENGIE.

2.2.6.1 Risques liés aux ressources humaines

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  La démarche d'analyse des risques liés aux ressources humaines révèle trois principaux risques : Risque de perte de compétences et de talents, de turnover accru Dans un contexte économique marqué par des crises successives, par le fort niveau d'inflation et la hausse des prix de l'énergie, les difficultés de recrutement et de fidélisation des ressources nécessaires à l'entreprise (notamment sur les filières techniques) s'accroissent. Le marché de l'emploi dans le secteur de l'énergie connaît une concurrence intense pour recruter du personnel qualifié. Les acteurs mondiaux du secteur pétrolier et gazier ont renforcé leur attractivité ; ce qui se traduit par une compétition accrue en termes de "marque employeur". Sur certains secteurs émergents (hydrogène, énergies renouvelables, etc.), cette concurrence s'exacerbe, entraînant une pénurie de main d'œuvre expérimentée. Risques psychosociaux L'évolution des emplois et des modes de travail au sein du Groupe induit une responsabilité plus importante sur la population des managers, en particulier pour accompagner la transformation des secteurs de l'énergie. L'enquête annuelle d'engagement <i>ENGIE&Me</i> fait le constat d'un niveau de stress plus élevé chez les managers, notamment lié à la charge de travail. Ceci constitue un facteur de risque susceptible de favoriser l'absentéisme et des départs du Groupe. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail. Climat social Le risque lié au climat social concerne plus particulièrement deux pays au sein du Groupe : la France et la Belgique. Des mouvements sociaux et des grèves ont de nouveau été observés en France, cette année. Ils sont la traduction du fait que les questions économiques et sociales, notamment d'inflation, de négociations salariales, de pouvoir d'achat et de réforme des retraites, sont au cœur des préoccupations des salariés. A cela s'ajoute, la crainte que l'évolution des réglementations liées aux mesures pour la transition écologique, n'affecte défavorablement l'emploi. Voir la Section 2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail.	Tendance du risque : STABLE Risque de perte de compétences et de talents, de turnover accru Le Groupe s'engage sur les actions suivantes : - déploiement des programmes de rétention et de développement des salariés, en particulier les juniors, les hauts potentiels, les postes critiques et les employés identifiés dans les plans de succession ; - renforcement de la mobilité interne, à tous les niveaux et entités au sein du Groupe ; - mise en œuvre ciblée d'une planification stratégique des emplois, qui porte et sur les besoins critiques actuels et sur les besoins de compétences futures ; - mise en œuvre du programme <i>Onboarding Path</i> dont le but est l'intégration optimale de tous les nouveaux collaborateurs, à tous les niveaux du Groupe ; - travaux visant à renforcer la "marque employeur", grâce notamment à un plan de communication fort tant vers l'interne que vis-à-vis de l'extérieur du Groupe ; - conception de programmes de formation personnalisés pour préserver et développer les compétences clés ; - mise en œuvre d'une politique de Diversité, Équité et Inclusion à l'échelle du Groupe, signant la volonté du Groupe d'investir fortement sur son capital humain. Risques psychosociaux Actions mises en œuvre dans le cadre de l'axe de prévention <i>No Mind at Risk</i> (voir Section 3.4.6.4 Amélioration de la Qualité de Vie au Travail) : - sensibilisation et formation des managers au sein du Groupe à la détection des risques psychosociaux ; - mise en place de dispositifs d'écoute et de recueil des alertes éthiques ou santé/sécurité, et l'instauration d'auto-évaluations des risques psycho-sociaux ; - enquête annuelle d'engagement des employés (<i>ENGIE&Me</i>) et pilotage interactif des plans d'actions associés ; - plan d'amélioration sur la Proposition de valeur pour les employés (<i>Employee Value Proposition</i>). Climat social Principales actions mises en œuvre : - promotion continue d'un dialogue social positif et constructif avec les syndicats, tout en assurant une communication efficace avec les employés ; - mise en œuvre de négociations par filiale, notamment sur les mesures salariales en réponse à la hausse du coût de la vie ; - déploiement global du programme <i>ENGIE Care</i>, accord social moderne et complet, visant à garantir une protection sociale pour tous les employés du Groupe.

2.2.6.2 Risques santé et sécurité au travail

DESCRIPTION

Criticité : 

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves et mortels et de poursuivre la réduction des accidents du travail de ses salariés, sous-traitants, et intérimaires, d'améliorer la qualité de vie au travail et de prévenir la survenue de risques psychosociaux.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Tendance du risque : **STABLE**

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

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

Ce plan de transformation intègre le renforcement des règles de sécurité définies par le Groupe. Il comprend également la définition d'un nouveau programme de formation et de coaching dédié à l'ensemble des managers du Groupe. Ce programme est destiné à améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des salariés, intérimaires et sous-traitants face aux risques. Cette formation innovante, testée en 2022, a été revue en 2023 pour l'adapter au mieux aux spécificités du Groupe et a été déployée au profit des premiers managers.

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

- diffusion des "Incontournables de la Sécurité" comportements clés que chacun doit adopter ;
- mise à disposition des entités d'un e-learning de formation à ces Incontournables ;
- organisation de *Safety Stand Down*, moments privilégiés de partage autour des accidents graves et mortels intégrant toutes les personnes travaillant pour le Groupe.

D'autres actions sont venues compléter le dispositif, telles que la mise en œuvre d'un nouveau processus d'audit interne focalisé sur les risques majeurs, l'intégration dans le *reporting* santé-sécurité d'indicateurs proactifs, valorisant les actions de prévention, la révision de *Prevention News*, la *Newsletter* du Groupe dédiée à la santé-sécurité au travail.

Les différentes dispositions mises en place en 2023 sont décrites en Section 3.4.6 "Politique de santé-sécurité".

2.2.7 RISQUES LIÉS AUX ACTIVITÉS NUCLÉAIRES

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange. Parmi ce parc, deux réacteurs, Doel 3 et Tihange 2 ont été définitivement mis à l'arrêt respectivement le 23 septembre 2022 et le 31 janvier 2023.

Electrabel a établi des principes de gouvernance pour l'exploitation, la maintenance et le démantèlement de centrales nucléaires sur la base de son expérience d'exploitant

et de prestataire de services. Il agit également sur le recrutement, la formation et la fidélisation de ses collaborateurs, à la fois pour le parc en exploitation, les entités de services au nucléaire et le développement de nouveaux services. Ces activités sont sujettes à plusieurs types de risques, que ce soit au niveau réglementaire et politique, au niveau opérationnel tant pour l'exploitation maintenance que le démantèlement de centrales, au niveau financier et aussi d'un point de vue des risques sociaux et sociétaux.

DESCRIPTION	MESURES DE GESTION DES RISQUES
Criticité :  Démantèlement des installations Les coûts relatifs au démantèlement des installations et à la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés à ce titre. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 17.2 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés". Le risque lié à l'évaluation de ces provisions a lourdement pesé sur le Groupe. La finalisation d'un accord le 13 décembre 2023 avec le gouvernement belge formalise et précise l'évolution du risque résiduel pour l'exploitant au titre du traitement et du stockage des différentes catégories de déchets radioactifs une fois ceux-ci conditionnés conformément à des critères de transfert contractuels (CTC) définis. Après paiement d'un montant forfaitaire de 15 milliards d'euros₂₀₂₂, incluant une prime de risque, Electrabel aura le droit à l'enlèvement inconditionnel du volume de déchets de son programme de référence y compris marges pour incertitudes, sous réserve de conformité aux CTC et du respect de ses engagements en matière de prolongation de la durée de vie des réacteurs Doel 4 et Tihange 3. Le coût de la gestion des déchets est donc ainsi définitivement défini sans responsabilité résiduelle relative aux déchets transférés, en ce compris celle liée à la mise en adéquation de ces déchets avec les contraintes des sites de stockage définitif et au post traitement de certains déchets problématiques (par exemple fûts gélantins), celle-ci étant intégralement transférée au gouvernement belge. Seuls les risques associés au coût du démantèlement des centrales, au respect du crédit volumétrique de déchets radioactifs et au conditionnement des déchets conformément aux CTC restent la responsabilité de l'exploitant. Sécurisation des provisions nucléaires La sécurisation des provisions nucléaires crée des risques financiers spécifiques à l'activité nucléaire. En effet, la loi belge du 12 juillet 2022 renforçant le cadre relatif aux provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires prévoit que ces provisions sont constituées au sein de la société de provisionnement nucléaire, Synatom, filiale d'Electrabel dans laquelle l'État belge a une action spécifique. Synatom prélève le montant des provisions tel qu'évalué sous le contrôle de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) pour les investir en actifs financiers dédiés. Longtemps internalisés au sein du Groupe, ces actifs financiers dédiés sont aujourd'hui externes au Groupe pour 10 milliards d'euros et le seront à 100% à compter de 2031. La volatilité de la valeur des actifs financiers contrepartie des provisions nucléaires représente un risque important pour le Groupe.	Tendance du risque : BAISSÉ Démantèlement des installations Concernant l'évaluation des provisions relatives au démantèlement des installations et à la gestion des déchets nucléaires et du combustible usé, l'accord signé le 13 décembre 2023 permet de considérablement réduire les risques du Groupe moyennant le paiement d'une prime. Pour les risques résiduels que le Groupe doit gérer : • au titre de la maîtrise du coût du démantèlement des centrales, un dispositif de contrôle de gestion renforcé et des revues trimestrielles du programme sont organisés ; • au titre des volumes les efforts d'inventorisation et de caractérisation des déchets que générera le démantèlement se poursuivent et devront confirmer la suffisance du crédit volumétrique obtenu en contrepartie du paiement forfaitaire ; • au titre du conditionnement des déchets, les CTC ont été définis et des groupes de travail avec l'ONDRAF déterminent les modalités de conditionnement afin d'en confirmer les filières de traitement et le coût. Sécurisation des provisions nucléaires Concernant le risque financier lié à la sécurisation des provisions nucléaires, l'accord le restreint considérablement dès lors que, à l'issue du processus de validation de l'Union européenne et du changement de la loi pour les déchets de catégorie B et C (fin 2024), 15 milliards d'euros₂₀₂₂ de ces provisions seront payées pour solde de tout compte à l'Etat belge et l'organisme public Hédéra créé pour cela. Le solde pour les déchets de catégorie A sera payé au redémarrage des unités, en novembre 2025. Pour le solde des provisions nucléaires sécurisées, le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un directeur des investissements. Un comité des investissements composé d'experts, tous administrateurs de Synatom, est chargé de superviser les décisions d'investissement. A cette fin, la politique d'investissement impose un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, et s'appuie sur une politique de contrôle des risques rigoureuse. Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire Les recours contre les lois de prolongation des unités nucléaires Doel 1 et Doel 2, ont conduit à l'adoption d'une loi modificatrice de réparation le 11 octobre 2022 après respect des procédures d'évaluations environnementales prescrites (voir Note 23.5.1 Section 6.2.2 "Notes aux Comptes Consolidés"). A ce titre le risque associé à l'invalidation de la loi originale de prolongation de ces unités jusqu'en 2025 n'apparaît plus dans les risques critiques du Groupe. Les équipes juridiques de l'activité nucléaire suivent attentivement ces contentieux et apportent leur concours aux agences de l'Etat pour leur résolution favorable.

DESCRIPTION

Recours contre les permis nécessaires à l'exploitation nucléaire

Electrabel doit obtenir des permis de construire et des autorisations d'exploiter certaines installations nucléaires qui font souvent l'objet de recours non suspensifs en annulation. Par d'exemple, des permis sont nécessaires pour la construction de nouveaux bâtiments pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange et à la centrale de Doel. Pour Tihange, les permis requis d'exploitation et d'urbanisme des 26 janvier et 21 février 2020 ont fait l'objet de recours toujours en cours par des citoyens locaux.

Risque d'indisponibilité du parc nucléaire

Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire est susceptible de détériorer les objectifs de performance.

La performance industrielle et la sûreté des installations nucléaires d'Electrabel sont en amélioration sur la période 2020-2023 et les principaux indicateurs sont en bonne progression.

La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2023 s'établit à 89%, correspondant à une production de 32 TWh. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2022 à 84%.

Les raisons d'indisponibilité peuvent être liés à des problèmes techniques (par exemple liés au vieillissement ou à la fiabilité de certains équipements), à un nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ou à une éventuelle saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs.

Sécurité des installations et sûreté nucléaire

Depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'ont jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement. Mais ils sont susceptibles de mettre en jeu la responsabilité civile d'Electrabel, notamment en cas d'accident nucléaire ou de rejets importants de radioactivité dans l'environnement.

MESURES DE GESTION DES RISQUES

Risque d'indisponibilité du parc nucléaire

La gestion du vieillissement du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé.

Une politique spécifiques de maintien des compétences est en place.

De nouveaux fournisseurs d'équipements supplémentaires sont en cours d'accréditation avec les autorités, notamment pour la fourniture de containers permettant la libération de capacités de stockage temporaire de combustible usé et les premiers containers sont en cours de fabrication.

Sécurité des installations et sûreté nucléaire

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel conforme aux standards extrêmement élevés de la profession et qui s'exerce à plusieurs niveaux :

- le Rapport de Sûreté fixe les structures de contrôle du *design*, des procédures d'exploitation et définit les ressources humaines dédiées ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale et de contrôles indépendants des organisations opérationnelles, réalisés par le département de sûreté nucléaire qui dépend directement du Directeur Général ;
- il peut s'appuyer sur des points de contrôles nombreux, documentés et quantifiés, ainsi que sur des audits.

Toute personne amenée à travailler dans une centrale nucléaire a une qualification adéquate et est sensibilisée à sa responsabilité personnelle vis-à-vis de la sûreté nucléaire. Dans l'exploitation, le respect des consignes de sûreté, de sécurité et l'état des installations sont soumis à des contrôles par l'AFCN, autorité de sûreté nucléaire belge, assistée par Bel-V, sa filiale d'appui technique. Par ailleurs, Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les "peer review" externes du *World Association of Nuclear Operators* (WANO). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge. Les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001, ISO 45001, ISO 14001 et EMAS.

2.3 PROCÉDURES DE CONTRÔLE INTERNE

2.3.1 OBJECTIFS DU CONTRÔLE INTERNE

2.3.1.1 Cadre légal d'application

Le contrôle interne d'ENGIE s'inscrit dans le cadre de la Loi de Sécurité Financière promulguée le 1^{er} août 2003 et s'appuie sur le référentiel COSO II (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*) et le cadre de

référence de l'Autorité des Marchés Financiers (AMF). Il est encadré par une Politique Groupe qui précise, au regard du cadre réglementaire applicable, les attentes et les objectifs de la fonction Contrôle interne.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

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

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

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

2.3.2 L'ORGANISATION ET LES ACTEURS DU CONTRÔLE INTERNE

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

Le groupe ENGIE s'est doté d'un programme de pilotage du contrôle interne nommé "INCOME" (*INternal COntrol Management and Efficiency*) dont le déploiement est effectué en fonction des risques et enjeux managériaux des activités.

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

À ce titre, les entités opérationnelles et les pays d'une part, les régions et le Corporate d'autre part, ont leurs propres contrôleurs internes, respectivement de premier et second niveau, chargés de piloter le déploiement du dispositif de contrôle interne sur leur périmètre respectif ; ils agissent à leur niveau en appui au management et ont un rattachement matriciel entre la fonction Contrôle interne (fonctionnel) et le management local (hiérarchique).

Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne a une responsabilité globale et transverse sur le domaine contrôle interne. Ses missions principales sont :

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

La Direction du Contrôle Interne a, de surcroît, une responsabilité spécifique sur l'adéquation et l'efficacité du dispositif de contrôle interne pour le domaine financier.

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

2.3.2.2 Cadre général de conformité

2.3.2.2.1 Éthique et compliance

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE agit dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où le Groupe est présent, et ce en toutes circonstances. À cet effet, le Groupe a mis en place une politique éthique et *compliance* orientant les décisions stratégiques, le management et l'ensemble des pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 3.8 "Éthique et Compliance").

2.3.2.2.2 Systèmes d'information

La stratégie, les politiques et standards de solutions informatiques sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information du Groupe (DDSIG). La sécurisation des Systèmes d'Information (SI) des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect des politiques et standards. La standardisation des applications métiers et la sécurisation des systèmes de contrôle industriel (ICS) sont pilotées sous la responsabilité des *Global Business Units* (GBU). Les régions et entités sont responsables de la sécurisation et de la résilience de leur SI et ICS sous le contrôle des GBU et la

DDSIG. La DDSIG pilote les actions de sécurisation transverses, y compris de sensibilisation, ainsi que le raccordement des SI et sites industriels à la plateforme de supervision de cybersécurité du Groupe (*Global Security Operations Center*).

2.3.2.2.3 Politiques et normes internes

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

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

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

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

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

- la Politique de contrôle interne Groupe complétée par un guide méthodologique auquel les entités doivent se référer, de nature à les aider dans la définition, l'évaluation et le pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;
- des référentiels de contrôle interne coconçus avec les Directions fonctionnelles (voir la Section 2.3.2.3.3 "La deuxième ligne de maîtrise"), qui détaillent les risques inhérents aux activités des domaines concernés et les contrôles clés conçus pour les maîtriser ;

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

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

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

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

2.3.2.3.2 La première ligne de maîtrise

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

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

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

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

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

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise veille à la conformité RSE d'ENGIE, particulièrement en matière environnementale et sociétale. Elle propose les politiques du Groupe dans ce domaine, évalue le niveau de maturité RSE environnementale des différentes composantes du Groupe, suit la réalisation des objectifs RSE 2030 et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

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

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

- des outils d'évaluation de l'environnement général de contrôle et de la maîtrise du risque de fraude, ainsi que des guides pratiques portant sur les sujets transverses que sont la séparation des tâches, la gestion des habilitations et des droits d'accès aux systèmes d'information, la protection du patrimoine matériel et immatériel, le rôle des Administrateurs représentant le Groupe dans les entités détenues.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.3.3 LE CONTRÔLE INTERNE PROPRE À L'INFORMATION FINANCIÈRE

2.3.3.1 Organisation et acteurs

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

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

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

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

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

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

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

2.3.3.2 Processus de consolidation

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

Chacun de ces acteurs, sur son périmètre de responsabilité, effectue les contrôles permettant d'assurer la diffusion et la correcte application des normes et des procédures comptables du Groupe. Le Corporate met en œuvre des contrôles de deuxième niveau sur l'information préparée par les GBU et les

hubs qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

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

2.3.3.3 Processus de fixation des objectifs et pilotage

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

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

2.3.4 PILOTAGE DU CONTRÔLE INTERNE

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

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

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

S'agissant plus particulièrement de l'évaluation de l'efficacité des dispositifs en place, le Groupe a poursuivi en 2023 l'initiative portant sur le développement et le déploiement de contrôles automatisés au travers de l'exploitation des données disponibles dans les processus à caractère transactionnel afin de contribuer à la maîtrise des risques de non-conformité (par exemple, le respect des mesures d'embargo ou de la réglementation relative aux délais de paiement).

Plusieurs dizaines de contrôles sont ainsi automatisés à ce jour sur les domaines des achats, des ventes et de la fiscalité. Les éléments issus de la mise en œuvre de ces contrôles automatisés et leur suivi font partie de la documentation en appui des résultats d'évaluation des contrôles.

Pour les entités bénéficiaires du déploiement de cette solution, les bénéfices retirés de la mise en œuvre de tels contrôles concernent :

- **le degré de couverture** au travers de la possibilité de traiter l'ensemble des données versus une approche par échantillonnage par nature plus limitée ;
- **le support apporté aux responsables opérationnels** dans leurs actions pour améliorer de façon continue le fonctionnement des processus concernés et la qualité des données au travers de la mise à disposition de listes d'anomalies à traiter ainsi que d'indicateurs et de tableaux de bord facilitant le suivi des actions ;
- **la traçabilité des contrôles**, grâce à un partage de leurs résultats à tous les niveaux de l'organisation permettant aux Directions fonctionnelles impliquées de piloter de façon plus précise le dispositif de contrôle interne pour les activités de contrôle ainsi automatisées.

La solution apporte une valeur ajoutée en permettant de mieux couvrir les risques liés aux activités traitées, car elle renforce et digitalise le dispositif de contrôle interne existant. Le Groupe a mis en place une gouvernance pour accélérer le déploiement et étendre les contrôles, notamment sur les aspects financiers.

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

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

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise	64	3.6 Informations sociétales	116
3.1.1 Politique et gouvernance RSE	64	3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	116
3.1.2 Objectifs RSE 2030	64	3.6.2 Lutte contre la précarité et fondation d'entreprise	117
3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : <i>Task Force on Climate-related Financial Disclosures</i>)	65	3.6.3 Transition juste	119
3.1.4 Certification <i>Science-Based Targets</i>	66	3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs	120
3.1.5 Taxonomie européenne	67	3.8 Éthique et compliance	121
3.2 Modèle d'affaires	71	3.8.1 Gouvernance éthique et <i>compliance</i>	121
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE	73	3.8.2 Évaluation des risques	121
3.3.1 Principaux risques environnementaux	78	3.8.3 Textes de référence	121
3.3.2 Principaux risques sociétaux	80	3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques	122
3.3.3 Principaux risques sociaux	81	3.8.5 Formations	123
3.3.4 Principaux risques de gouvernance	83	3.8.6 Contrôles et certifications	123
3.4 Informations sociales	85	3.9 Plan de vigilance	124
3.4.1 Transformation sociale du Groupe au service de la transition énergétique	85	3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	125
3.4.2 Diversité et Inclusion, au coeur de la stratégie sociale du Groupe	87	3.9.2 Situation liée à la Russie et l'Ukraine	133
3.4.3 Les politiques d'attraction et de développement des ressources humaines	93	3.9.3 Évaluation des tiers	133
3.4.4 Conditions de travail et Dialogue social	100	3.9.4 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements	134
3.4.5 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux	102	3.9.5 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan	134
3.4.6 Politique de santé-sécurité	103	3.9.6 Table de concordance devoir de vigilance	135
3.5 Informations environnementales	107	3.10 Annexe - Tableaux taxonomie	136
3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire	107	3.11 Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	151
3.5.2 Le management environnemental	107	3.12 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023	154
3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale	108		
3.5.4 Les actions du Groupe	110		



L'ordonnance française n° 2017-1180 du 19 juillet 2017 et le décret français n° 2017-1265 du 9 août 2017 ont transposé la Directive européenne 2014/95/UE, dite Directive de *reporting* extra-financier (NFRD), relative à la publication d'informations RSE par les entreprises via la Déclaration de performance extra-financière (DPEF).

En application de ces textes, la DPEF du groupe ENGIE est constituée des éléments suivants :

- une présentation de la gouvernance associée présentée en Section 3.1 "Responsabilité Sociétale d'Entreprise" que complètent la politique de diversité au sein du Conseil

d'Administration (voir Chapitre 4 "Gouvernement d'entreprise"), le plan de vigilance (voir Section 3.9 "Plan de vigilance") et des règles d'éthique (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*") ;

- un descriptif des activités du Groupe présentées de façon synthétique, par grands blocs d'activités en Section 3.2 "Modèle d'affaires" et de façon plus détaillée en Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe" ;
- une analyse des risques RSE relatifs aux domaines retenus par la directive NFRD détaillée dans la Section 3.3 "Analyse des principaux enjeux et risques RSE".

3.1 RESPONSABILITÉ SOCIÉTALE D'ENTREPRISE

Les principes fondamentaux de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) sont développés dans la raison d'être du Groupe inscrite dans ses statuts (voir Section "ENGIE en un clin d'oeil").

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique. L'urgence du réchauffement climatique impose de mettre en

place un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre.

Ceci posé, la recherche d'impacts positifs sur le climat ne saurait se faire au détriment de la population et de la nature. Cette triple injonction associant le Climat, la Nature et l'Humain nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 POLITIQUE ET GOUVERNANCE RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise d'ENGIE établit les priorités et les engagements du Groupe en matière de RSE pour rassembler les compétences de tous, créer de la valeur partagée pour toutes ses parties prenantes et contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU. En agissant pour un impact positif sur les personnes et sur la planète, le Groupe contribue à assurer son *leadership*, dans la durée, comme acteur de référence de la transition énergétique. Cette politique est détaillée dans la Section 1.5.1.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise (Direction RSE) s'appuie sur un réseau de correspondants décliné dans les entités métiers (GBU, GEMS (*Global Energy Management & Sales*) et Nucléaire) et géographiques (*hubs* régionaux et pays). Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, la Direction RSE s'appuie sur un réseau de *Chief Sustainability Officers* (CSO) dans les métiers et les *hubs* régionaux.

La Direction RSE présente régulièrement au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) du Conseil d'Administration des sujets d'actualité (*Science-Based Targets* ou *SBT*, suivi des objectifs et des engagements RSE, discussions avec la société civile, notations RSE, etc.).

La Direction RSE anime avec la Direction Financière le Comité "Financement durable" en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises par le Groupe sur le marché.

La Direction RSE anime le Comité "Atténuation climat" auquel participe la Direction Financière et les GBU concernées. Ce comité est notamment chargé du pilotage des engagements de décarbonation du Groupe conformément aux objectifs fondés sur la science (*Science Based Targets*).

La Direction RSE anime avec la Direction Financière et les GBU concernées, le Comité "Adaptation climat" en charge de piloter la réalisation des engagements de transparence financière pris à l'égard de l'initiative TCFD (*Task Force on Climate related Financial Disclosures*) et de suivre les plans d'adaptation des actifs du Groupe au changement climatique.

La Direction RSE anime aussi avec la Direction Financière, le Comité "mise en place CSRD" créé en 2023 pour déployer le plan d'action nécessaire à la mise en place de la nouvelle directive européenne CSRD (*Corporate Sustainability Reporting Directive*).

La Direction RSE co-anime avec la Direction Juridique, Éthique et *Compliance* le Comité "Devoir de Vigilance" en charge de piloter les mesures prises pour prévenir les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, susceptibles d'être générées par les activités du Groupe et de ses filiales contrôlées.

La Direction RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs, agences de notation, clients, leaders d'opinion, et experts) et organise des panels et forums de discussion ainsi qu'un Comité des Parties Prenantes, afin de travailler sur la durabilité des offres et des projets en lien avec les équipes opérationnelles du Groupe. Des formations sont régulièrement organisées pour les collaborateurs sur les thématiques liées au développement durable et à l'engagement des parties prenantes.

ENGIE publie chaque année, en amont de son Assemblée Générale, un Rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale. Il est discuté en amont avec ses parties prenantes pour en améliorer la pertinence.

3.1.2 OBJECTIFS RSE 2030

Le Groupe s'est fixé des objectifs RSE à horizon 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques : 18 objectifs suivis au niveau du CEEDD et 13 objectifs suivis par le Comex. Ces objectifs sont présentés à la Section 1.5.2.

Pour chaque objectif, un membre du Comité Exécutif a été désigné comme *sponsor* ainsi qu'un pilote. Ils se coordonnent avec la filière concernée pour mettre en œuvre les actions nécessaires à l'atteinte de l'objectif. La Direction RSE pilote la coordination et le suivi de ces objectifs RSE pour la Direction Générale, le CEEDD et le Conseil d'Administration.

3.1.3 TRAJECTOIRE CLIMAT (EN LIEN AVEC LES RECOMMANDATIONS TCFD : TASK FORCE ON CLIMATE-RELATED FINANCIAL DISCLOSURES)

3.1.3.1 Gouvernance climatique

Le Conseil d'Administration valide la stratégie de transition climatique et les objectifs associés. Ce sujet occupe une place centrale dans ses travaux notamment à l'occasion du séminaire stratégique du Conseil, et dans ses décisions d'investissement, qui sont préparées par le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT).

Le Conseil s'appuie en matière climatique sur les travaux du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) qui est spécifiquement en charge d'examiner les risques et opportunités liés au changement climatique et d'adresser ses recommandations au Conseil.

Le CEEDD étudie et statue sur les questions liées au climat et en particulier sur la politique climatique du Groupe, les points concernant la mise en œuvre des recommandations de la TCFD et les objectifs de décarbonation du Groupe. Ce rôle a été confirmé par son inscription dans le règlement intérieur du Conseil d'Administration.

Afin de remplir cette mission, le CEEDD s'appuie sur des analyses de risques et d'opportunités liés au climat (voir Sections 2.2.2.2 et 3.1.3.3) ainsi que d'autres éléments plus spécifiques (avancement du plan d'adaptation par exemple). Le risque climat fait partie des risques prioritaires suivis annuellement par le Conseil d'Administration. Ces dossiers sont préparés par la Direction RSE qui intègre également dans son reporting RSE au CEEDD un chapitre dédié au climat.

La Direction RSE anime le Comité "Atténuation climat" en charge de piloter des objectifs de décarbonation du Groupe et de s'assurer de l'alignement de la trajectoire de décarbonation du Groupe avec les engagements pris auprès de l'initiative

SBTi. Ce processus s'appuie notamment sur un Plan à Moyen Terme CO₂ pour la trajectoire annuelle jusqu'en 2030 et sur des *Quarterly Business Reviews* pour le pilotage infra-annuel. La Direction de la RSE pilote par ailleurs les travaux d'adaptation du Groupe avec le support des équipes Recherche & Innovation (voir Section 1.3). L'ensemble de ces travaux sont effectués en coordination avec la Direction de la Stratégie, la Direction Financière ainsi que l'ensemble des *Global Business Units*.

En complément, le Groupe a mis en place des séances d'information dédiées aux Administrateurs afin qu'ils puissent s'assurer qu'ils disposent des compétences suffisantes pour remplir leur mission. Le climat est l'un des thèmes présents dans ces formations.

Par ailleurs, la Direction RSE propose au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, des critères de rémunération de la Directrice Générale, ainsi que des membres du COMEX et autres collaborateurs du Groupe via la part incitative à long terme, qui intègrent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. Ils intègrent notamment l'évolution des émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie.

Le Comité d'Audit identifie quant à lui les risques prioritaires dont le risque climatique et l'intégration du climat dans les hypothèses retenues pour les *guidances* financières ou la calibration des couvertures d'assurance des risques.

Enfin, le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies intègre les enjeux et objectifs climat dans ses décisions d'investissement.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être (voir "Section ENGIE en un clin d'oeil") et la résolution *Say on Climate* votée à l'Assemblée Générale du 21 avril 2022, la contribution à la décarbonation de l'économie est au cœur de la stratégie du Groupe. Elle se concrétise également par des engagements de long terme d'atteindre le Net Zéro Carbone sur tous les scopes (scopes 1, 2 et 3) en 2045 ainsi que d'objectifs de moyen long terme avec une trajectoire d'émissions de GES compatible avec l'Accord de Paris (voir Section 3.1.4).

Afin de définir ses engagements, le Groupe a étudié la résilience de son modèle d'affaires en le confrontant à différents scénarios de décarbonation.

Ces engagements sont d'ores et déjà traduits dans les processus du Groupe, avec par exemple l'allocation de budgets carbone annuels jusqu'en 2030 aux principaux métiers (GBU) intégrés dans les processus d'investissement du Groupe, le suivi régulier de la consommation de ces budgets dans le cadre de nouveaux investissements.

L'impact du changement climatique sur la stratégie du Groupe est également étudié. Une démarche a été menée en 2022

avec une approche par pays ou par grande région climatique d'intérêt pour ENGIE. L'étude aborde quatre points :

- l'impact du changement climatique sur le risque pays ;
- la valeur des actifs existants ;
- les objectifs stratégiques à 2030 ;
- les questions stratégiques spécifiques aux pays étudiés.

La cartographie des risques climatiques, remise à jour sur le deuxième semestre 2022, a confirmé les risques identifiés et est présentée dans la Section 2.2.2.

Par ailleurs, le changement climatique peut être porteur de nouvelles opportunités. Il encourage le développement de nouvelles technologies et solutions, notamment en matière de :

- développement des énergies renouvelables pour l'électricité ;
- développement des gaz verts (biométhane et hydrogène vert) ;
- démultiplication des offres d'appui et de solutions de décarbonation à nos clients.

3.1.3.3 Gestion des risques

Le changement climatique est porteur de risques pour le Groupe (voir Section 3.3).

Les risques de transition auxquels le Groupe est exposé se traduisent essentiellement par le renforcement des réglementations sur les émissions et des politiques de décarbonation, la modification des comportements des marchés et consommateurs et les évolutions technologiques.

Depuis 2012, le Groupe s'est fixé des objectifs de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Depuis 2017, le Groupe a réduit ses émissions directes de 70% et ses émissions totales de 40%. Il s'est fixé des objectifs ambitieux à horizon 2030 (certifiés par SBTi) et le Net Zéro Carbone en 2045. Au-delà des émissions de ses propres actifs industriels, le Groupe agit sur toute sa chaîne de valeur : fournisseurs, pratiques de travail, appui aux clients pour décarboner leur empreinte.

Les risques incluent notamment la transformation nécessaire vers une décarbonation totale des infrastructures gazières : la réduction du volume de gaz dans certains réseaux (transport, stockage ou distribution) ou dans certains secteurs (bâtiments, production d'électricité) et l'imposition de critères carbone plus stricts pour le méthane. Cela représente à ce jour les risques les plus importants pour les activités d'ENGIE, et notamment pour ses infrastructures gazières. Par ailleurs, ces derniers portent aussi sur le développement de la production de gaz vert (technologies prometteuses à industrialiser) et d'électricité renouvelables (chaîne d'approvisionnement mature mais en tension).

Les risques physiques visent les actifs et activités du Groupe qui peuvent être exposés aux impacts du changement climatique. La collaboration de la Direction RSE avec les entités opérationnelles du Groupe a permis d'identifier les

indicateurs climatiques porteurs d'impacts pour les activités du Groupe (vague de chaleur, stress hydrique, inondation, vent violent, glissement de terrain, feux de forêt, érosion côtière, stress thermique). En complément, le Groupe a conclu un partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace pour disposer des données d'évolutions climatiques à différents degrés de réchauffement. Ces éléments permettent de définir une liste de sites opérationnels prioritaires quant à leur résilience locale au changement climatique. Outre la gestion des risques, les couvertures assurantielles et les plans de continuité à court terme sont en cours d'élaboration ainsi qu'un plan d'adaptation pour les actifs à risques aux horizons 2030 et 2050.

Des analyses sur l'ensemble du parc de production d'ENGIE sont aussi effectuées afin d'avoir une meilleure visibilité sur le potentiel long terme de contractualisation de notre production avec nos clients.

3.1.3.4 Indicateurs et objectifs

ENGIE dispose d'un panel robuste d'indicateurs de performance clés (KPI) qui permettent de mesurer son empreinte carbone avec tout le niveau de détail souhaité. Ces indicateurs lui permettent de piloter précisément l'évolution de ses émissions de GES.

En plus des objectifs SBTi présentés dans le chapitre 3.1.4, les objectifs 2030 du Groupe sont :

- 43 Mt CO₂ éq. liées à la production d'énergie (scope 1 et 3.15) ;
- 52 Mt CO₂ éq. liées à l'usage des produits vendus (scope 3.11) ;
- 30% de réduction des émissions de méthane des infrastructures gaz entre 2017 et 2030 ;

- 100% des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT en 2030 ;
- 45 Mt CO₂ éq. d'émissions GES des clients évitées par les offres et produits d'ENGIE en 2030.

Les résultats des objectifs de décarbonation sont présentés en Section 1.5.2.

Ces objectifs permettent de donner une première estimation des émissions en 2030 : [20 ; 27] Mt CO₂ éq. sur le scope 1, [1 ; 2] Mt CO₂ éq. sur le scope 2 et [100 ; 135] Mt CO₂ éq. sur le scope 3. Ces données sont des estimations prospectives mises à jour annuellement lors du Plan à Moyen Terme (PAMT). Elles n'ont pas valeur d'objectif et sont partagées dans une démarche de transparence du Groupe vis-à-vis de l'externe.

3.1.4 CERTIFICATION SCIENCE-BASED TARGETS

L'initiative SBT (*Science-Based Targets*) a pour objet d'inciter les entreprises à une action climatique ambitieuse en validant la conformité de leurs chroniques prévisionnelles d'émissions de CO₂ éq. aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE s'est engagé en mai 2021 dans une trajectoire *well-below* 2°C en 2030 en vue d'être Net Zéro Carbone en 2045. En février 2023, le Groupe a obtenu la certification SBTi *well-below* 2°C de sa trajectoire de décarbonation.

Pour cela, le Groupe s'est notamment engagé à réduire (voir Section 1.5.2) :

- de 66% l'intensité carbone de la production (scope 1) et de la consommation d'énergie (scope 2) entre 2017 et 2030 ;
- de 56% l'intensité carbone des ventes d'énergies produites (scopes 1 et 3) et achetées (scope 3) entre 2017 et 2030 ;
- de 32,5% les autres émissions de GES, incluant le scope 3 des achats, des biens immobilisés et de la chaîne amont des achats de combustibles et d'électricité entre 2017 et 2030.

À noter qu'ENGIE a retenu un objectif de réduction de l'intensité carbone liée à la génération et consommation d'énergie (scopes 1 et 2) qui va au-delà des exigences SBTi avec un engagement de - 66% sur la période 2017-2030 au lieu de - 55% exigé par SBTi.

Cette certification témoigne de l'ambition d'ENGIE de devenir un des acteurs majeurs de la transition énergétique vers un monde neutre en carbone.

Dans ce cadre, ENGIE s'est engagé à mettre fin à son activité charbon en 2025 pour le continent européen et en 2027 pour le reste du monde sur la totalité de ses actifs charbon.

Cette sortie du charbon se réalise, par ordre de priorité, par des fermetures, des conversions ou des cessions de centrales. Si la fermeture d'une centrale charbon est effectivement préférable à sa cession du seul point de vue environnemental, son implémentation se confronte à deux limites : ENGIE n'est quasiment jamais le seul décideur en la matière et la fermeture peut s'avérer impossible lorsque la centrale charbon contribue à la sécurité énergétique d'un État ou d'un territoire.

Enfin, lorsque ENGIE se résout à une cession de centrale charbon, il prend en compte les considérations RSE dans le choix du partenaire acheteur. Le produit de cession permet aussi au Groupe de financer le développement de capacités renouvelables bénéfiques au climat.

Concernant le gaz naturel, l'ambition du Groupe est de substituer progressivement le gaz fossile par du gaz vert grâce au développement du biométhane et de l'hydrogène vert. Ces dispositions viennent compléter le fort développement des capacités d'énergie renouvelable électrique engagé par le Groupe dans son ambition de transition vers une société décarbonée.

3.1.5 TAXONOMIE EUROPÉENNE

3.1.5.1 Méthodologie de classement des activités

Afin d'orienter les investissements industriels européens vers des activités durables et atteindre la neutralité carbone en 2050, l'Union européenne s'est dotée, avec le Règlement 2020/852 en date du 18 juin 2020 complété de quatre Actes délégués - (2021/2139) en date du 4 juin 2021, (2022/1214) du 9 mars 2022 et (2023/2485 et 2023/2486) du 27 juin 2023 - d'une taxonomie européenne qui définit les activités économiques réputées durables pour l'environnement.

Le Groupe a suivi un processus en quatre étapes pour identifier les activités éligibles et alignées en application du règlement européen de la taxonomie des activités durables (2020/852) sur l'ensemble des pays où il opère pour l'année 2023. Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie. Cependant, après analyse des activités économiques couvertes par l'ensemble des objectifs, le Groupe est principalement concerné par l'objectif d'atténuation en cohérence avec sa stratégie de décarbonation (voir Section 3.10 Annexe - Tableaux Taxonomie).

La **première étape** a consisté à étudier l'éligibilité des activités et à répartir les activités économiques du Groupe en deux catégories : éligibles et non éligibles. Pour ce faire, le Groupe a évalué lesquelles de ses activités correspondaient strictement à une activité économique décrite dans l'un des actes délégués (2021/2139), (2022/1214) ou (2023/2486). Les principales activités retenues comme éligibles sont celles de la GBU Renouvelables (production électrique éolienne, solaire, hydraulique ou géothermale), de la GBU *Energy Solutions* (production et distribution de chaleur avec ou pas de cogénération gaz ou biomasse, services d'efficacité énergétique) et de la GBU *FlexGen & Retail* (stockage d'électricité, production d'électricité à partir de gaz naturel). Pour la GBU Infrastructures, les activités portant sur le verdissement du gaz naturel injecté, transporté et distribué ont été prises en compte en proportion du gaz vert transporté dans les réseaux. Pour la production nucléaire, la prolongation des deux unités belges Doel 4 et Tihange 3 a fait l'objet d'un accord entre l'État belge et le Groupe, accord menant, sous réserve du *closing* attendu en 2024, à la création d'une structure juridique dédiée aux deux unités nucléaires prolongées et détenues à parité entre les deux parties. Cette entreprise dédiée sera consolidée en mise en équivalence. Compte tenu de la définition des CAPEX selon le règlement Taxonomie, les investissements réalisés dans l'activité nucléaire du Groupe sont hors du champ de l'exercice d'analyse Taxonomie. Ainsi seuls les droits de tirage sur des centrales françaises détenues et identifiées comme éligibles par EDF ont été considérés comme éligibles par le Groupe.

Les activités non éligibles concernent principalement les ventes d'électricité et de gaz en tant que commercialisateur ou *trading*.

La **deuxième étape** a consisté à isoler parmi les activités éligibles celles qui avaient une contribution substantielle à l'objectif d'atténuation ou d'adaptation au changement climatique en évaluant leur conformité aux critères d'examen technique présentés dans les actes délégués. Le critère des 100 gCO₂/kWh en analyse de cycle de vie ne permet pas aujourd'hui de qualifier à lui seul les actifs de production électrique à partir de gaz naturel du Groupe. Parmi les

principaux critères d'examen technique, il est précisé que l'activité est alignée si :

- pour la production d'hydroélectricité : la centrale hydroélectrique est de type "au fil de l'eau" ou le site peut démontrer un ratio de puissance surfacique supérieur à 5W/m² ;
- pour les réseaux de chaleur : le système énergétique est efficace tel que défini par l'UE (un système utilisant au moins 50% d'énergie de sources renouvelables, 50% de chaleur résiduelle, 75% de chaleur produite par cogénération ou 50% d'une combinaison de cette énergie et de chaleur) ;
- pour l'installation d'équipements d'efficacité énergétique ou les services de performance énergétique dans les bâtiments : l'activité est connectée à l'une des activités décrites.

La **troisième étape** concerne le respect des critères d'examen technique de non-préjudice aux autres objectifs environnementaux (*Does Not Significantly Harm - DNSH*). La gestion des risques liés au changement climatique, à la ressource en eau, à l'économie circulaire, à l'érosion de la biodiversité et à la pollution de l'air fait l'objet d'un volet spécifique de notre politique environnementale (voir le site internet du Groupe : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse>). L'évaluation de la conformité a été réalisée par les correspondants environnementaux pour chaque activité sur base des principaux éléments suivants :

- l'analyse des risques liés aux changements climatiques (risques physiques), au stress hydrique, à la pollution (NO_x, SO_x, PM), à la protection des zones protégées qui est mise à jour chaque année dans le cadre du *reporting* environnemental sur les sites en opération ;
- l'élaboration de plan de management environnemental dans le cadre des objectifs volontaires RSE du Groupe ;
- les certifications EMAS ou ISO14001 pour les installations à plus fort impact environnemental comme les sites de production hydraulique.

La **quatrième étape** concerne la conformité du Groupe aux garanties minimales (*minimum safeguards*). Cette conformité est assurée par les politiques de la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* du Groupe et en particulier par la politique en matière de droits humains qui fait référence aux grands standards internationaux et par les référentiels Intégrité et Conformité Éthique permettant d'établir les procédures de lutte contre la corruption et d'exercice d'une concurrence loyale, ainsi que par l'analyse des risques et des plans d'actions du devoir de vigilance et son dispositif de signalement et de rapport des incidents éthiques. Le dispositif et le plan de vigilance sont disponibles dans le présent Document d'enregistrement universel 2023 (voir Sections 3.8 et 3.9) et sur le site internet du Groupe : www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte et www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance.

Les activités considérées comme alignées sont celles qui répondent favorablement aux quatre étapes décrites ci-dessus. Les résultats font par ailleurs l'objet d'une note de suivi au CEEDD.

3.1.5.2 Méthode de calcul des indicateurs

Le Règlement 2021/2078 en date du 6 juillet 2021 impose de publier dans la présente Déclaration de Performance Extra-Financière (DPEF) à compter de l'année 2022, les taux d'éligibilité et d'alignement des activités à cette taxonomie au travers de trois indicateurs définis par la taxonomie :

- chiffre d'Affaires (CA) ;
- dépenses d'investissement (CAPEX) ;
- dépenses opérationnelles (OPEX).

Les indicateurs CA, CAPEX et OPEX retenus pour ces calculs de taux d'éligibilité sont strictement conformes aux définitions de la taxonomie.

Le Chiffre d'affaires correspond au CA publié par le Groupe (voir Note 7 "Ventes" de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés"), c'est-à-dire qu'il exclut le CA des sociétés mises en équivalence (comme Ocean Winds, partenariat avec EDP Renováveis dans le domaine de l'éolien en mer). Par ailleurs, le chiffre d'affaires issu d'un site de production d'énergie éligible à la taxonomie doit être retenu même dans le cas où la vente finale à un tiers externe est réalisée par le commercialisateur

du Groupe (GEMS), et non directement par l'entité productrice de l'énergie durable.

L'indicateur CAPEX défini par la taxonomie est différent de celui retenu par ENGIE dans son dialogue de gestion et dans sa communication financière au marché. En particulier, sont

exclus par la taxonomie les investissements financiers, dans les sociétés mises en équivalence, ainsi que les cessions *Design Build Own Operate* (DBSO) y compris *tax equity* reçus.

La réconciliation entre les CAPEX ENGIE et les CAPEX taxonomie est la suivante :

Données au 31 décembre 2023 en millions d'euros	Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) ⁽¹⁾	CAPEX Taxonomie
Investissements corporels et incorporels	7 328	7 328
(-) Variation dettes sur investissements corporels et incorporels		790
Entrée investissements corporels et incorporels résultant de "Business combinations"		2 226
Variation de périmètres - Acquisitions	1 338	
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	1392	
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	204	
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	237	
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 675	
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	1 585	
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO	-62	
(-) Investissements financiers Syntom / Cessions d'actifs financiers Syntom	-3 082	
Droits d'utilisation des actifs (IFRS16)		710
TOTAL	10 614	11 055

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2 "Notes aux comptes consolidés"

Depuis 2022, ENGIE a adapté son plan de comptes pour suivre strictement la définition retenue par la réglementation européenne pour l'indicateur OPEX à savoir les coûts directs non-inscrits à l'actif qui concernent la recherche-développement, la rénovation des bâtiments, les contrats de location, l'entretien et la réparation, et tout autre dépense directe, liée à l'entretien courant d'actifs corporels.

Les résultats 2023 sont présentés dans les trois tableaux ci-après avec une ventilation des résultats par segment.

Chiffre d'Affaires (CA) 2023 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) A	CA aligné (M€) : B	CA total (M€) : C	Taux d'éligibilité du CA : (A/C)	Taux d'alignement du CA : (B/C)
Renouvelables	5 357	4 996	5 512	97%	91%
Infrastructures	470	379	6 873	7%	6%
Energy Solutions	7 738	6 826	11 033	70%	62%
FlexGen & Retail	5 175	1 428	21 707	24%	7%
Nucléaire	815	815	118		
Autres (dont GEMS)	81	73	37 322	0%	0%
TOTAL	19 635	14 517	82 565	24%	18%

Chiffres d'Affaires (CA) 2022 retenu par la taxonomie

Segment	CA éligible (M€) A	CA aligné (M€) : B	CA total (M€) : C	Taux d'éligibilité du CA : (A/C)	Taux d'alignement du CA : (B/C)
Renouvelables	6 102	5 735	6 216	98%	92%
Infrastructures	469	467	6 961	7%	7%
Energy Solutions	7 514	5 838	11 552	65%	51%
FlexGen & Retail	9 001	1 696	23 939	38%	7%
Nucléaire	372	372	35		
Autres (dont GEMS)	10	0	45 163	0%	0%
TOTAL	23 468	14 109	93 865	25%	15%

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2023 retenues par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C ⁽¹⁾	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	4 687	4 668	4 707	100%	100%
Infrastructures	357	261	2 099	17%	12%
Energy Solutions	818	705	1 040	79%	68%
FlexGen & Retail	2 062	1 555	2 348	88%	66%
Nucléaire	45	45	170	27%	27%
Autres	23	23	692	3%	3%
TOTAL	7 992	7 258	11 055	72%	66%

(1) Une partie des CAPEX du Groupe est financée par des obligations vertes (Green Bond), selon les dispositions d'un cadre de référence qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes (Cf. Section 5.3 «Obligations vertes»). Bien que l'estimation ne soit pas facilement quantifiable, ces actifs génèrent, en grande partie, du chiffre d'affaires éligible et aligné.

Dépenses d'investissement (CAPEX) 2022 retenues par la taxonomie

Segment	CAPEX éligible (M€) : A	CAPEX aligné (M€) : B	CAPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des CAPEX : (A/C)	Taux d'alignement des CAPEX : (B/C)
Renouvelables	4 491	4 327	4 504	100%	96%
Infrastructures	345	345	2 155	16%	16%
Energy Solutions	602	514	936	64%	55%
FlexGen & Retail	384	76	784	49%	10%
Nucléaire	109	109	224	49%	49%
Autres			587	0%	0%
TOTAL	5 930	5 370	9 191	65%	58%

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2023 retenues par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	515	507	553	93%	92%
Infrastructures	93	60	907	11%	11%
Energy Solutions	723	489	876	83%	56%
FlexGen & Retail	267	35	631	42%	6%
Nucléaire	35	35	198	18%	18%
Autres	0	0	6	0%	0%
TOTAL	1 633	1 126	3 172	51%	35%

Dépenses opérationnelles (OPEX) 2022 retenues par la taxonomie

Segment	OPEX éligible (M€) : A	OPEX aligné (M€) : B	OPEX total (M€) : C	Taux d'éligibilité des OPEX : (A/C)	Taux d'alignement des OPEX : (B/C)
Renouvelables	571	556	591	97%	94%
Infrastructures	38	37	800	5%	5%
Energy Solutions	556	460	766	73%	60%
FlexGen & Retail	240	38	531	45%	7%
Nucléaire	33	33	207	16%	16%
Autres	0	0	6	0%	0%
TOTAL	1 438	1 124	2 901	50%	39%

ENGIE affiche en 2023, un **chiffre d'affaires** éligible à la taxonomie stable à hauteur de 24% et en hausse pour l'alignement à hauteur de 18%, porté par les activités d'Energy Solutions (respectivement 25% et 15% en 2022), des **CAPEX** éligibles à hauteur de 72% et alignés à hauteur de 66%, en hausse par rapport à 2022 (65% et 58%) en lien avec le

développement de l'activité batteries portée par la GBU FlexGen, et des **OPEX** éligibles à la taxonomie à hauteur de 51% et alignés à hauteur de 35%.

Ces chiffres Groupe en 2023 comme en 2022 recouvrent des disparités importantes en fonction des métiers.

Les activités de la **GBU Renouvelables** sont en très grande partie éligibles (97% pour le CA, 100% pour les CAPEX) et quasi toutes alignées (91% pour le CA, 96% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU Energy Solutions** sont majoritairement éligibles (70% pour le CA, 79% pour les CAPEX) et majoritairement alignées (62% pour le CA, 68% pour les CAPEX).

Les activités de la **GBU FlexGen & Retail** sont minoritairement éligibles et alignées à la taxonomie pour le CA (24%), à l'inverse grâce au développement des activités de batterie les CAPEX deviennent majoritairement éligibles et alignés (88% et 66% en 2023 contre 49% et 10% en 2022).

Les activités de la **GBU Infrastructures** sont également minoritairement éligibles et alignées. En revanche, au fur et à mesure que les trois activités d'infrastructures gaz (transport, distribution et stockage) seront converties aux gaz renouvelables et au stockage d'hydrogène, elles deviendront progressivement éligibles et alignées.

Les activités **Nucléaire** sont éligibles et alignées pour la part correspondant aux droits de tirage sur les centrales françaises identifiées comme éligibles et alignées par EDF.

Enfin, les activités **Autres** (dont GEMS qui vend de l'énergie aux entreprises, et qui propose des services et solutions de

gestion de l'énergie pour soutenir la décarbonation du Groupe et de ses clients) ne sont pas éligibles à la taxonomie.

À noter que le calcul d'éligibilité du plan de CAPEX de croissance 2024-2026 (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés") donne un ratio d'éligibilité de 90% et un ratio d'alignement de 83%, nettement supérieurs aux taux calculés sur l'ensemble des CAPEX (croissance et maintenance). Ces ratios d'éligibilité et d'alignement sur les CAPEX de croissance reflètent l'engagement du Groupe vers une économie neutre en carbone qui se traduit dans ses investissements financiers. De plus, ENGIE a pris en compte, dans ses CAPEX de croissance, ceux encourus dans l'objectif de prolonger la durée de vie des deux unités nucléaires en Belgique de 2025 à 2035, conformément à l'accord signé avec l'État belge dont le *closing* est attendu en 2024.

L'analyse taxonomie du plan de CAPEX 2024-2026 est présentée dans les tableaux ci-après avec d'une part l'indicateur CAPEX défini par la taxonomie et d'autre part l'indicateur CAPEX de croissance tel que suivi par le Groupe (voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Dépenses d'investissement (CAPEX) retenues par la taxonomie

Segment	Plan 2024-2026		Plan 2023-2025	
	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	31%	22%	22%	22%
Energy Solutions	80%	72%	79%	71%
Autres activités	54%	38%	57%	16%
Dépenses d'investissement retenues par la taxonomie (CAPEX croissance et maintenance)	72%	65%	67%	62%

Dépenses d'investissement de croissance (CAPEX)

Segment	Plan 2024-2026		Plan 2023-2025	
	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement	Taux d'éligibilité	Taux d'alignement
Renouvelables	100%	100%	100%	100%
Infrastructures	76%	58%	53%	53%
Energy Solutions	82%	70%	73%	66%
Autres activités	76%	60%	50%	22%
Dépenses d'investissement de croissance ⁽¹⁾	90%	83%	80%	76%

(1) Voir Note 5.6 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Le calcul d'éligibilité et d'alignement sur le plan de CAPEX 2024-2026 est porté par les dépenses prévues pour les activités de la GBU Renouvelables et de la GBU Energy Solutions qui représentent plus de la moitié des dépenses sur le plan de CAPEX du Groupe.

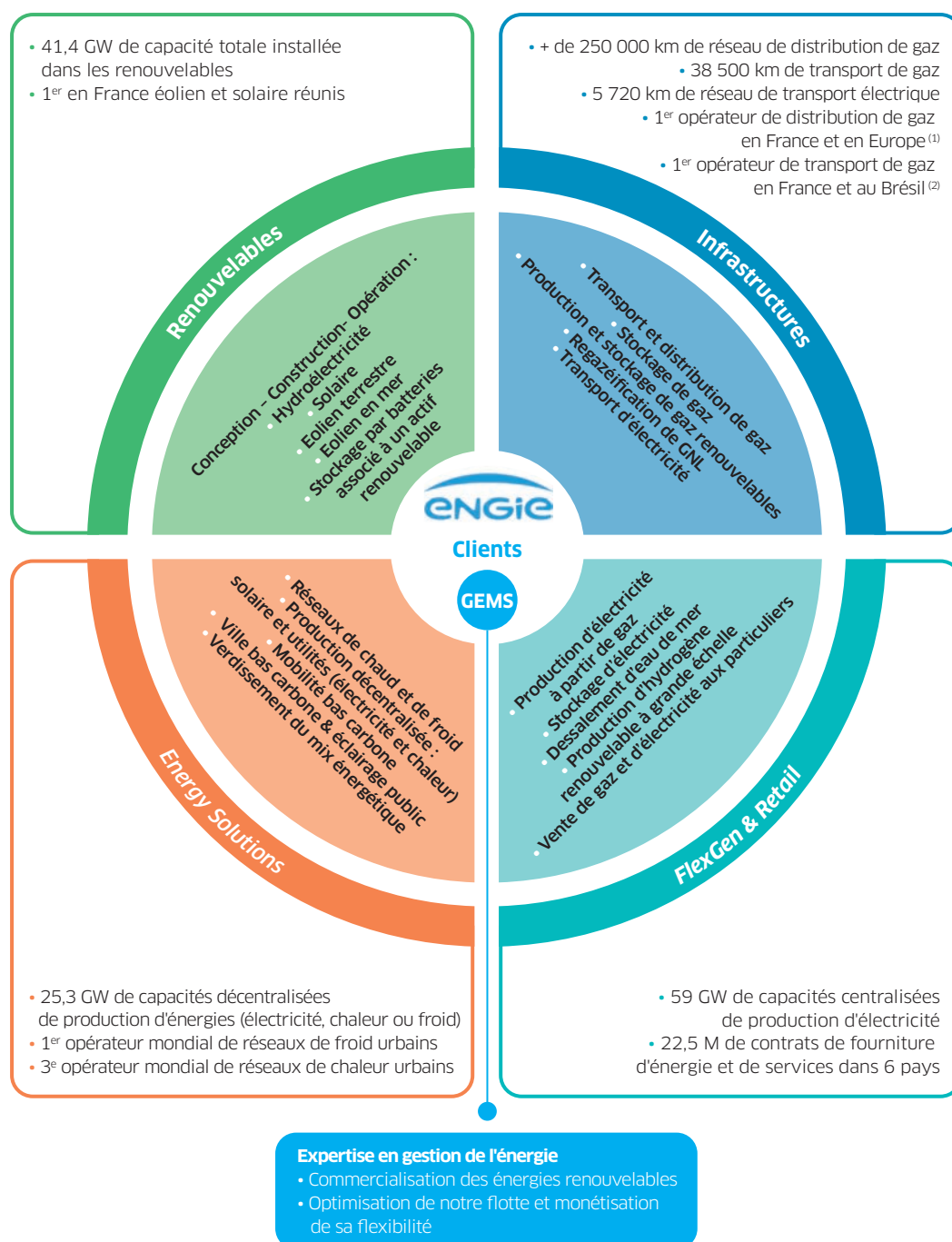
Les tableaux reprenant les modèles standards pour les informations liées aux données 2023 sur les indicateurs

Chiffre d'affaires, CAPEX et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne daté du 6 juillet 2021 ainsi que ceux reprenant les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022 se trouvent en Section 3.10 "Annexe - Tableaux taxonomie".

3.2 MODÈLE D'AFFAIRES

L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des situations et des ressources locales. ENGIE s'implique pour sensibiliser et coconstruire avec ses parties prenantes la transition énergétique.

Les activités du Groupe, détaillées à la Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe", peuvent être représentées selon le schéma suivant :

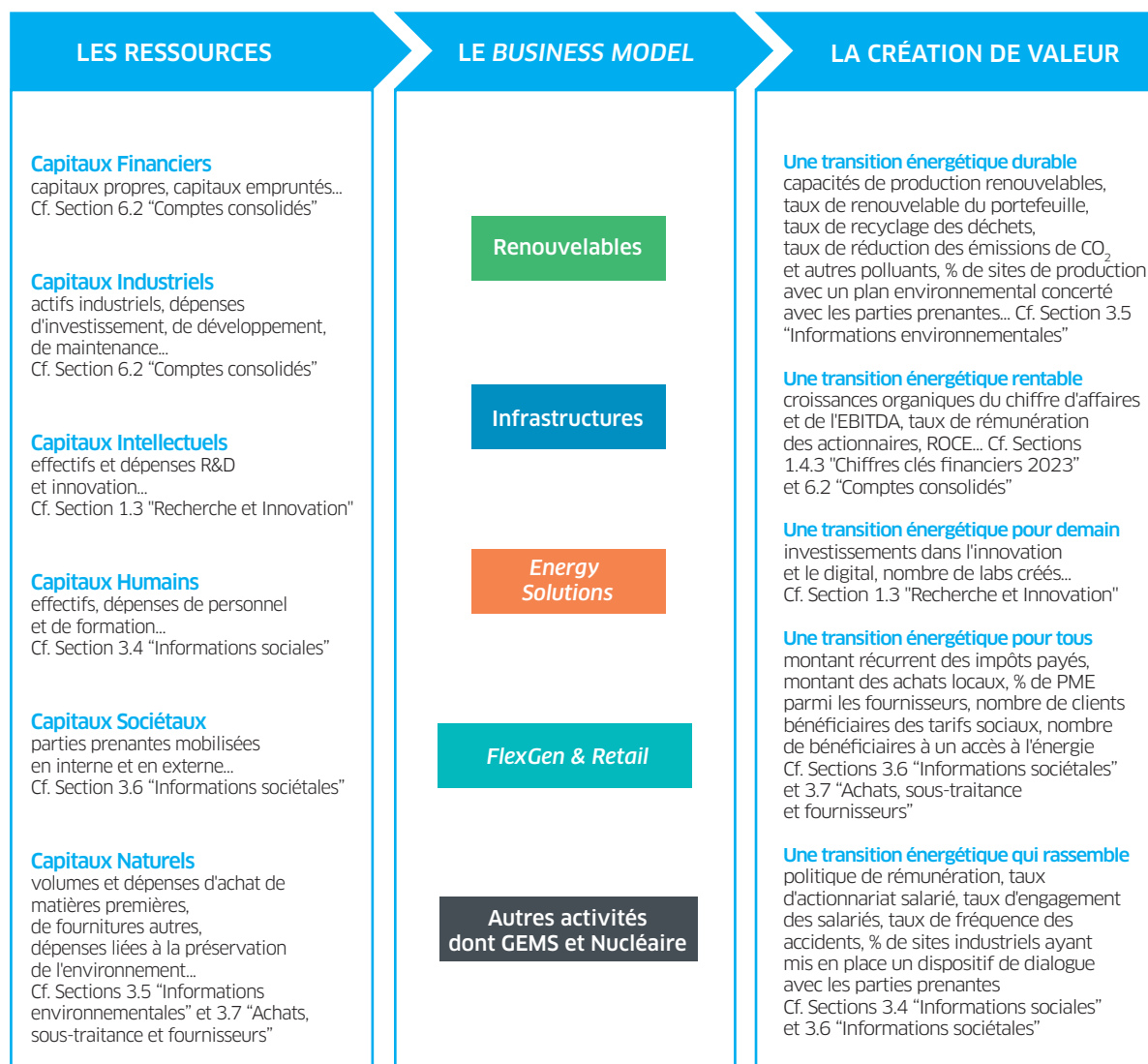


(1) Par le biais de filiales indépendantes

(2) Par le biais d'une filiale indépendante

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, *Energy Solutions*, *FlexGen & Retail*) et Autres activités mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon cinq axes comme illustrée ci-dessous. Cette présentation reprend les principes de l'*International Integrated Reporting Council* (IIRC).

Création de valeur pour ENGIE



3.3 ANALYSE DES PRINCIPAUX ENJEUX ET RISQUES RSE

Pour identifier les principaux risques RSE, ENGIE s'est appuyé sur la dernière version (2020) de sa matrice des enjeux, dite "matrice de matérialité". Elle a été réalisée pour mieux refléter les attentes et priorités de ses parties prenantes (internes et externes), celles de son management et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

Il en résulte 20 enjeux répartis selon quatre catégories à savoir : sept enjeux matériels, deux enjeux majeurs, sept enjeux décisifs et quatre enjeux fondamentaux.

Les enjeux fondamentaux sont des enjeux pérennes constituant le socle fondateur et incontournable pour un exercice responsable des activités industrielles et commerciales du Groupe. De ce fait, ils n'ont pas été interclassés, ni comparés aux autres enjeux.

Les autres enjeux ont été évalués suite à des entretiens avec une trentaine de parties prenantes et l'analyse d'une cinquantaine de questionnaires. Ils ont été interclassés grâce à un système de notations pondérées selon le nombre de répondants avec le souci d'équilibrer le poids de chaque

typologie de parties prenantes. Ils ont été enfin regroupés dans trois catégories de matérialité croissante :

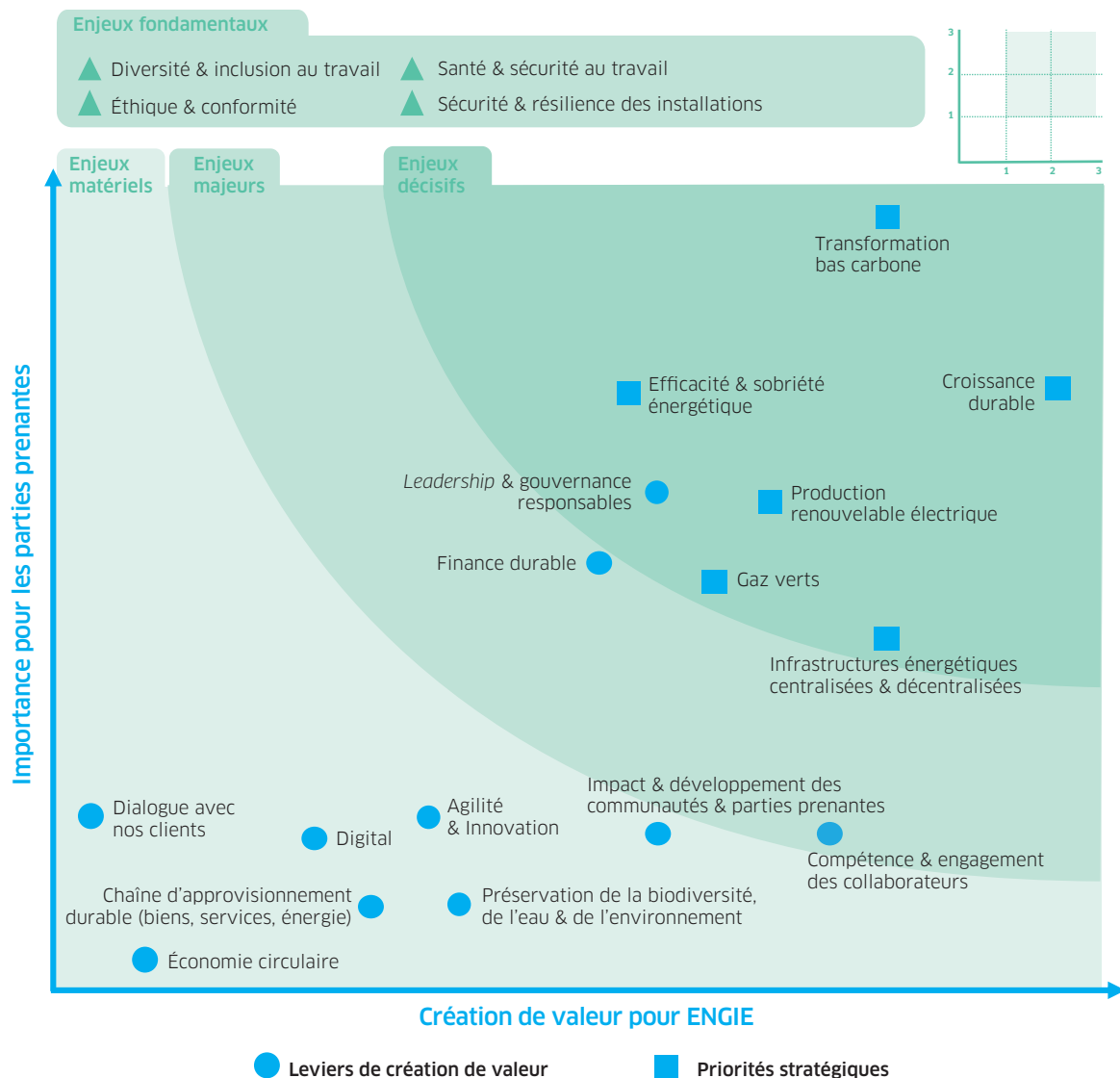
- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui y contribuent de manière plus importante ;
- les enjeux décisifs qui y contribuent de manière essentielle, six d'entre eux constituant les priorités stratégiques du Groupe.

Les enjeux sont positionnés sur la matrice :

- en fonction de leur importance pour les parties prenantes internes et externes (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour ENGIE (axe des abscisses).

Tous les enjeux sont situés dans les niveaux moyens ou forts de matérialité.

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/matrice-materielite-groupe>



Les définitions des enjeux sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définition
1. Leadership & gouvernance responsables	Garantir un <i>leadership</i> et une gouvernance exemplaires et transparents, adaptés aux enjeux stratégiques ; assurer la transparence et l'intégrité de l'information grâce à la fiabilité de la communication, la gestion efficace des éventuelles controverses et l'image de marque d'ENGIE ; assurer la lisibilité des objectifs du Groupe ; assurer la cohérence des actions du Groupe vis-à-vis de sa raison d'être.
2. Digital	Mettre l'expertise digitale du Groupe au service de la transition énergétique en offrant aux clients des solutions et services innovants différenciants ; mettre à profit ces technologies afin d'améliorer l'efficacité opérationnelle du Groupe et renforcer la cohésion entre les employés grâce à des nouveaux outils collaboratifs.
3. Croissance durable	Assurer la résilience du modèle d'affaires du Groupe ainsi que la croissance des résultats financiers à long terme ; garantir un partage de la valeur avec l'ensemble des parties prenantes (rémunérer de façon incitative les cadres dirigeants et l'ensemble des collaborateurs ; assurer des dispositifs d'attractivité et de fidélisation des actionnaires) ; limiter les risques d'actifs échoués ; assurer une stabilité en matière de notation financière et RSE.
4. Sécurité & résilience des installations	Assurer la sûreté de fonctionnement des installations et la continuité des activités en garantissant : la sécurité et la surveillance des sites sensibles du Groupe (nucléaires et industriels), la résilience et l'adaptation des installations face aux risques climatiques, la cybersécurité des systèmes industriels, la confidentialité et la protection des données personnelles des collaborateurs et des clients ; assurer le démantèlement des sites nucléaires dans les conditions de sécurité requises.
5. Compétence & engagement des collaborateurs	Favoriser l'appropriation de la raison d'être, de la stratégie et des valeurs d'ENGIE par les collaborateurs en les rendant acteurs de leur déploiement ; renforcer la relation de confiance entre le management et les collaborateurs ; explorer et développer les nouveaux modes de travail adaptés aux besoins des collaborateurs ; assurer un dialogue social de qualité au sein du Groupe ; capitaliser sur les compétences des collaborateurs et les accompagner dans leurs évolutions professionnelles ; attirer et développer les talents ; renforcer l'intraprenariat dans les pratiques du Groupe.
6. Santé & sécurité au travail	Garantir la santé et la sécurité ainsi que des conditions de travail optimales pour les collaborateurs, sous-traitants et intérimaires dans l'ensemble des zones géographiques où le Groupe opère.
7. Diversité & inclusion au travail	Promouvoir l'égalité des chances et faire de l'égalité de traitement une réalité ; veiller à la non-discrimination à l'égard des salariés comme des candidats ; promouvoir la diversité des profils et des expériences à tous les niveaux de l'entreprise.
8. Économie circulaire	Encourager la circularité tout au long de la chaîne de valeur en favorisant le recyclage, la réutilisation et la valorisation des ressources dans les opérations ; maîtriser la consommation des ressources (consommation responsable) ; assurer une utilisation efficiente des matières premières.
9. Préservation de la biodiversité, de l'eau & de l'environnement	Prévenir et maîtriser l'impact des opérations du Groupe sur la biodiversité, l'eau et l'environnement (pollution sonore, pollution des sols, pollution de l'eau et de l'air) ; être acteur et moteur de la protection de l'environnement et contribuer à la restauration des habitats naturels à travers des engagements ciblés et concrets.
10. Transformation bas carbone	Agir positivement pour l'environnement et le climat en assurant un virage lisible et ambitieux vers des activités bas carbone, en se désengageant des activités carbonées, en développant des offres visant à réduire l'empreinte carbone des clients du Groupe, en maîtrisant l'empreinte carbone des chaînes d'approvisionnement et des pratiques de travail.
11. Production renouvelable électrique	Renforcer l'investissement dans un portefeuille d'activités compétitif et durable de production électrique à partir d'énergies renouvelables et en assurer l'acceptabilité locale ; anticiper les nouvelles sources d'énergies renouvelables et être acteur de leurs déploiements.
12. Gaz verts	Développer de façon durable l'ensemble de la chaîne de valeur des gaz verts (biométhane, hydrogène) ; sensibiliser les clients et parties prenantes aux rôles des gaz verts comme leviers de résilience et de performance dans la transition énergétique.
13. Infrastructures énergétiques centralisées & décentralisées	Poursuivre le développement des infrastructures énergétiques de gaz et d'électricité ainsi que les infrastructures décentralisées (réseaux de chaleur et de froid, réseaux de bornes de recharge pour véhicules électriques, réseaux urbains d'éclairage public, etc.) ; mettre à profit les nouvelles technologies au service de la gestion intelligente et connectée des réseaux et des infrastructures.

Enjeu	Définition
14. Agilité & innovation	Faire évoluer la culture d'entreprise vers une plus grande agilité et ouverture à l'innovation ; renforcer les capacités d'évolution (adaptation des <i>business models</i> et de l'organisation du Groupe, transformation des modes de travail, développement de l'intrapreneuriat, etc.) face aux évolutions de l'environnement du Groupe (attentes, usages, etc.).
15. Dialogue avec les clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec les clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble des clients aux valeurs et engagements du Groupe ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités des implantations géographiques d'ENGIE ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone, etc.) à long terme auprès des clients.
16. Éthique & conformité	Garantir une conduite responsable des affaires à travers des pratiques éthiques robustes et transparentes au niveau des activités opérationnelles (exemple : anti-corruption, fiscalité).
17. Impact & développement des communautés et parties prenantes	Ouvrir pour le respect des droits humains sur toute la chaîne de valeur, maintenir un dialogue continu et de qualité avec les parties prenantes ; développer de nouvelles dynamiques de partenariats ; contribuer positivement au développement territorial, dans le respect des communautés locales, en tenant compte de l'évolution des besoins ; contribuer à une transition énergétique juste et efficace ; encourager une économie plus inclusive et plus équitable.
18. Finance durable	Cœuvrer en faveur d'une finance durable à travers : la promotion d'instruments financiers responsables (<i>Green Bonds</i> , etc.), l'intégration des enjeux ESG dans le processus d'investissement afin de favoriser le développement d'activités durables ; démontrer l'alignement des actions d'ENGIE avec les attentes croissantes des investisseurs et des agences de notation RSE ; anticiper et s'adapter aux évolutions réglementaires en la matière.
19. Chaîne d'approvisionnement durable (biens, services, énergie)	Promouvoir les pratiques RSE d'ENGIE tout au long de ses chaînes d'approvisionnement ; favoriser un dialogue de qualité avec ses fournisseurs ; nouer des partenariats stratégiques en matière de développement durable ; maîtriser les risques sociaux et environnementaux liés à l'activité et à la localisation géographique des fournisseurs de biens, de services et d'énergie ; privilégier un panel de fournisseurs diversifiés afin de garantir la continuité de l'activité.
20. Efficacité & sobriété énergétique	Accompagner une démarche individuelle et collective de changements techniques, d'usages, pratiques et modes d'organisation visant à la réduction des consommations énergétiques ; à tous les niveaux du Groupe : pratiques quotidiennes de travail, opérations, chaîne d'approvisionnement et chez les clients à travers les offres ainsi qu'au niveau des infrastructures.

Ces 20 enjeux génèrent des risques et des opportunités RSE. Ces risques RSE sont regroupés par nature selon la typologie suivante :

- environnementaux ;
- sociétaux ;
- sociaux ; et
- de gouvernance.

Les principaux Objectifs de Développement Durable (ODD) des Nations Unies pouvant être impactés par ces risques sont également indiqués.

L'analyse des risques retenue au Chapitre 2 "Facteurs de risques et contrôle interne" diffère de l'analyse de ces risques RSE. Au Chapitre 2, les risques concernent des "risques

matériels spécifiques nets". Ils sont évalués avec une appréciation de leur évolution. Ils sont propres aux activités d'ENGIE et peuvent avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE. Ils sont qualifiés de "nets" en regard de leur impact potentiel résiduel après avoir pris en compte les mesures prises par le Groupe pour les réduire.

Les risques de la présente Section sont de nature RSE, ne sont pas forcément spécifiques aux activités d'ENGIE, et peuvent avoir des impacts à moyen ou long terme. Ce sont des risques bruts, non atténués par les mesures de gestion prises par ENGIE.

Ces approches différentes expliquent les écarts entre la liste des risques présentés au Chapitre 2 et ceux de la présente Section.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Enjeu 2 : Digital
Enjeu 4 : Sécurité et résilience des installations
Enjeu 8 : Économie circulaire
Enjeu 9 : Préservation de la biodiversité, de l'eau et de l'environnement
Enjeu 10 : Transformation bas carbone
Enjeu 11 : Production renouvelable électrique
Enjeu 12 : Gaz verts
Enjeu 13 : Infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées
Enjeu 20 : Efficacité & sobriété énergétique

Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
A <i>Sécurité industrielle</i> : risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités industrielles du Groupe. B <i>Sûreté nucléaire</i> : risques de rejets de matières radioactives issues des centrales nucléaires du Groupe suite à un accident. C <i>Cyberattaque des systèmes industriels</i> : risque d'attaque perturbant des systèmes de commandes ou des systèmes informatiques d'installations industrielles ou tertiaires du Groupe. D <i>Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance</i> : risques liés aux actes de malveillance touchant les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, mais aussi ceux touchant l'information, constitutive du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement. E <i>Contribution au changement climatique</i> F <i>Transition liée au changement climatique</i> G <i>Perte de biodiversité</i> H <i>Stress hydrique</i> I <i>Gestion des déchets</i> J <i>Pollution atmosphérique</i> K <i>Pollution du milieu environnant</i>	Ventes de services : digitalisation, robotisation, sécurisation et surveillance de sites sensibles, aide à l'adaptation au changement climatique d'installations clients, aide à la décarbonation de portefeuilles clients. Ventes de services : réduction de l'empreinte carbone de sites industriels, plans de gestion de l'environnement ; Programme de restauration de la faune et la flore ; Mobilisation des parties prenantes : clients, salariés, territoires, ONG.	      

RISQUES SOCIÉTAUX

Enjeu 3 : Croissance durable
Enjeu 15 : Dialogue avec les clients
Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes
Enjeu 18 : Finance durable
Enjeu 19 : Chaîne d'approvisionnement durable

Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
L <i>Acceptation sociale</i> : risque d'opposition de la population locale ou d'associations lors de la présentation, de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements pouvant remettre en cause la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes fait l'objet de procédures longues et coûteuses. M <i>Gestion de grands projets</i> : risques dans la conduite de grands projets industriels comprenant une mauvaise prise en compte du dialogue avec les parties prenantes, le non-respect des coûts ou des délais de construction ou de livraison, la non-atteinte des performances opérationnelles, la rupture d'approvisionnement de matières premières, de composants sensibles ou le manque d'énergies nécessaires au projet pouvant s'expliquer par un contexte de tensions géopolitiques. N <i>Réputation</i> : risques impactant l'image de marque du Groupe liés à son incapacité à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, notamment par un lobbying insuffisamment maîtrisé, à son incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales au sein de l'entreprise, chez ses fournisseurs ou sous-traitants, à son incapacité à bâtir et protéger son image de marque dans son environnement.	Co-construction des offres avec les parties prenantes. Pérennisation des activités industrielles. Développement de l'offre d'accès à l'énergie dans les territoires non desservis. Traitement de la précarité énergétique par des offres adaptées. Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe.	     

RISQUES SOCIAUX

Enjeu 1 : leadership et gouvernance responsables

Enjeu 5 : Compétences et engagement des collaborateurs

Enjeu 14 : Agilité et innovation

Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
O <i>Compétences</i> : risque de pénurie de personnes qualifiées, d'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, de perte de connaissances clés en cas de départ par manque de plans de succession ou en raison de conditions plus attrayantes dans la même zone géographique. P <i>Adhésion des salariés</i> : risque de manque d'adhésion des salariés dans le cadre de la transformation du Groupe pouvant conduire à des mouvements sociaux.	Adaptation aux évolutions des métiers. Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone. Digitalisation améliorant l'efficacité du travail.	 

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q <i>Diversité</i> : risque de non-représentativité de la population salariée du Groupe par rapport à la société dans laquelle il évolue. R <i>Iniquité</i> : risque de traitement discriminatoire de salariés ou de candidats.	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe. Inclusivité de l'entreprise. Reflet de la société. Attractivité du Groupe.	  

Enjeu 6 : Santé - sécurité au travail

Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
S <i>Santé-sécurité au travail</i> pour les salariés, les sous-traitants et les intérimaires. T <i>Sûreté dans les déplacements</i>	Amélioration de la performance opérationnelle. Bien-être au travail. Motivation des salariés.	 

RISQUES DE GOUVERNANCE

Enjeu 1 : leadership et gouvernance responsables

Enjeu 16 : Éthique et conformité

Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U <i>Corruption</i> : risque d'un comportement pénalement répréhensible par lequel une personne sollicite ou accepte un avantage en vue d'accomplir un acte entrant dans le cadre de ses fonctions et pouvant conduire à enfreindre le droit de la concurrence. V <i>Fiscal</i> : risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions. W <i>Atteinte aux données personnelles</i> : risques de traitements informatiques erronés sur des données personnelles susceptibles d'impacter les droits et libertés des personnes concernées.	Exemplarité citoyenne du Groupe. Motivation des salariés.	 

Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes

Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
X <i>Atteinte aux droits humains</i>	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe.	 

Conformément à la réglementation, ces risques sont analysés, dans les pages suivantes, au travers :

- d'un résumé des politiques ou des plans d'actions mis en œuvre pour les limiter ;
- des indicateurs mis en place pour les suivre avec parfois des objectifs fixés ;
- et des résultats de ces indicateurs sur trois ans.

Par ailleurs, conformément à la loi n°2017-399 du 27 mars 2017, ENGIE a défini un plan de vigilance pour les risques liés aux Droits Humains au sens large, comprenant aussi les aspects santé-sécurité, achats responsables et environnement. Ce plan de vigilance couvre l'ensemble des activités d'ENGIE et de ses filiales contrôlées dans le monde entier ainsi que celles de ses principaux fournisseurs. Ce plan de vigilance est présenté à la Section 3.9 "Plan de vigilance".

3.3.1 PRINCIPAUX RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque A : Sécurité industrielle (voir Section 2.2.5.3)				
Politique de santé-sécurité d'ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en œuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en œuvre par les filiales intégrant le retour d'expérience dans une logique d'amélioration continue	Suivi au niveau des filiales des incidents et accidents liés à la sécurité industrielle Évaluation du niveau de maîtrise des risques réalisée au travers de référentiels de contrôle interne dédiés (IND 2 & 3)	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles
Risque B : Sûreté nucléaire (voir Section 2.2.7)				
Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires	Suivi des incidents significatifs (de niveau supérieur à 3 sur l'échelle INES)	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif
Risque C : Cyberattaque des systèmes de contrôle industriels (voir Section 2.2.5.2)				
Politique Groupe de sécurité des systèmes de contrôle industriel Référentiel technique de sécurisation Référentiel d'évaluation qualitative du niveau de maturité de la culture cybersécurité des entités Audits réguliers de la cybersécurité des sites industriels sensibles Suivi mensuel des KPI en Comité Exécutif	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites sensibles et standard) Évaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4)	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs	Maintien de la sécurisation des sites existants et sécurisation de nouveaux sites conformément aux objectifs
Risque D : Atteinte aux patrimoines par malveillance (voir Section 2.2.5)				
Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériels et immatériels Mesures de prévention et de protection mises en œuvre suivant la criticité de la zone d'implantation Politique Groupe de Cybersécurité	Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines 146 incidents cyber avec impact faible	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines
Risque E : Contribution au changement climatique (Voir Section 2.2.2.1)				
Politique environnementale Groupe qui précise : - les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique ; - les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ces enjeux et améliorer sa performance ; - les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe.	Objectifs à horizon 2030 : 43 Mt d'émissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, conformes aux engagements SBTi 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBTi 0 Mt d'émissions de GES liées aux pratiques de travail (après compensation) 58% de capacités électriques renouvelables	52	60	65
		53	61	66
		0,3	0,3	0,3
		41%	38%	34%

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque F : Transition liée au changement climatique (voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	Objectif à horizon 2030 : 100% des activités, projets et sites (y.c. ceux en démantèlement) avec un plan environnemental établi en concertation avec les parties prenantes	66%	53%	37%
Risque G : Perte de biodiversité				
Politique Biodiversité Groupe qui s'attache à : - éviter les impacts directs ou indirects de ses activités et de celles de sa chaîne de valeur sur la biodiversité ; - à défaut à les réduire ; - voire à les compenser en dernier ressort.	Objectif à horizon 2030 : 100% des activités industrielles avec une gestion écologique des sites (zéro produit phytosanitaire et respect des espaces naturels)	58%	34%	28%
Risque H : Stress hydrique				
Politique Eau Groupe qui porte une attention particulière à la gestion de l'eau utilisée dans la production d'énergie et aux procédés de traitement des eaux usées	Objectif à horizon 2030 : Taux de consommation d'eau de 0,1 m³ par MWh d'énergie produite	0,275	0,301	0,342
Risque I : Gestion des déchets				
Politique économie circulaire Groupe qui vise à ce que chaque site ou activité travaille à la valorisation et/ou au recyclage de ses déchets	Objectifs opérationnels 2030 : - Réduction de 80% de la quantité de déchets non dangereux évacués vs 2017 (2 773 419 t) - Réduction de 95% de la quantité de déchets dangereux évacués vs 2017 (386 783 t)	-73% 753 711 t	-47% 1 459 706 t	+4% 2 875 114 t
		-93% 26 797 t	-94% 23 506 t	-91% 33 601 t
	% de déchets non dangereux valorisés	83%	80%	84%
	% de déchets dangereux valorisés	24%	21%	15%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe qui incite à réduire les émissions dans l'air, dans l'eau et dans les sols	Objectifs opérationnels 2030 : - Réduction de 75% des émissions de NO_x vs 2017 (92 209 t) - Réduction de 98% des émissions de SO₂ vs 2017 (159 623 t) - Réduction de 60% des émissions de particules totales vs 2017 (7 353 t)	-71% 27 037 t	-63% 34 197 t	-46% 49 819 t
		-98% 3 396	-95% 7 418 t	-34% 106 028t
		-61% 2 832	-54% 3 398 t	-21% 5 820 t
	NO _x (t)	27 037	34 197	49 819
	SO ₂ (t)	3 396	7 418	106 028
	Particules totales (t)	2 832	3 398	5 820
	Mercure (kg)	104	139	347

3.3.2 PRINCIPAUX RISQUES SOCIÉTAUX

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque L : Acception sociétale				
Politique sociétale Groupe qui précise : - les enjeux sociétaux pour le Groupe ; - les moyens mis en œuvre pour y répondre ; - les éléments de gouvernance qui contribuent à sa mise en œuvre.	Objectif à horizon 2030 : 100% de ses activités, projets et sites (y.c. ceux en démantèlement) avec un plan sociétal établi en concertation avec les parties prenantes	49%	46%	36%
	Nombre de participants au module d'e-learning "Stakeholder engagement"	842	104	na
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.5)				
Procédure d'investissement dans des projets passant en Comité d'Investissement Groupe et GBU qui prévoit une analyse des risques et une matrice d'autoévaluation de 10 critères RSE clés pour les activités du Groupe.	Analyse de risques via une matrice de 10 critères RSE (atténuation du changement climatique, adaptation au changement climatique, eau, biodiversité, économie circulaire, pollution de l'air, droits sociaux des travailleurs, engagement des parties prenantes, achats responsables, controverses)	Pas d'indicateur	Pas d'indicateur	Pas d'indicateur
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Taux de satisfaction NPS des clients BtoC (<i>Net promoter Score compris entre -100 et +100</i>) basé sur la différence entre les promoteurs (répondants donnant une note de 9 ou 10) et les détracteurs (répondants donnant une note de 0 à 6)			
	France (8 645 911 contrats hors contrats en tarif régulé à fin dec 2023)	+32	+32	+19
	Belgique (3 831 068 contrats à fin dec 2023)	0	+1	+2
	Pays-Bas (686 626 contrats à fin dec 2023)	+31	+37	nd
	Italie (901 131 contrats à fin dec 2023)	+34	+37	+29
	Roumanie (2 154 402 contrats à fin dec 2023)	+47	+38	+49
	Australie (690 540 contrats à fin dec 2023)	-6	-2	+5
	Objectif à horizon 2030 : 45 Mt CO₂ évitées chez nos clients par les offres et services d'ENGIE	25	28	27
	Politique environnementale	0 plainte et 0 condamnation	20 plaintes et 1 condamnation	13 plaintes et 2 condamnations

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Code de conduite éthique (qui remplace depuis 2023 la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique) Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Dysfonctionnements éthiques suivis à travers l'outil de <i>reporting</i> éthique <i>My Ethics Incident</i> (partie du système de remontée managériale)	222 incidents avérés ou non	305 incidents avérés ou non	205 incidents avérés ou non
Charte Achats Groupe qui précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Objectifs à horizon 2030 : • 100% des top 250 fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT • Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE et achats inclusifs	24%	23%	20%
		54	38	40
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique	Objectif opérationnel à horizon 2030 : • 30 millions de bénéficiaires avec un accès à une énergie abordable, fiable et propre depuis 2018 (hors fonds à impact Rassembleurs d'Energies) <i>NB : du fait du recentrage géographique du Groupe et des travaux liés à la double matérialité, cet objectif sera amendé en 2025 pour refléter l'ambition du Groupe en matière d'impact social, environnemental et de lutte contre la précarité</i>	12 M	9,5 M	7 M
Plan de vigilance (voir Section 3.9)				

3.3.3 PRINCIPAUX RISQUES SOCIAUX

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque 0 : Compétences (voir Section 2.2.6.1)				
Politique de développement et de mobilité Groupe qui s'articule autour : • d'ENGIE <i>Skills</i> qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir ; • d'ENGIE <i>Mobility</i> qui favorise les mobilités internes ; • et s'appuie sur ENGIE <i>University</i> .	Objectif à horizon 2030 : • 100% de salariés formés dans l'année Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD) Suivi du taux de <i>turnover</i> volontaire (démission)	86%	84%	82%
		16 195	16 974	15 522
		5,4%	6,5%	5,2%
Politique d'innovation Groupe qui s'appuie sur : • l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business ; • le fonds d'investissement ENGIE <i>New Ventures</i> pour accompagner des <i>start-ups</i> . Politique de recherche & innovation Groupe qui s'appuie sur l'entité ENGIE <i>Research</i> qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Dépenses de R&D	142 M€	135 M€	138 M€

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque P : Adhésion (voir Section 2.2.6.1)				
Leadership Way qui définit quatre comportements clés – la bienveillance, l'exigence, l'ouverture, l'audace – qui permettent de répondre à cinq objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien.	Taux d'engagement des salariés à travers l'enquête annuelle mondiale <i>ENGIE&Me</i>	87%	86%	83%
Lieux de concertation privilégiés entre la Direction et les représentants du personnel : Comité d'Entreprise européen et Comité Groupe France.	Ces instances assurent le suivi et la signature d'accords collectifs Groupe	le 4 octobre 2023, 2 ^{ème} réunion du Forum Mondial chargé d'assurer la mise en œuvre de l'Accord mondial	le 8 septembre 2022, 1 ^{ère} réunion du Forum Mondial chargé d'assurer la mise en œuvre de l'Accord mondial	Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale signé en janvier 2022
Risque Q : Diversité (voir Section 2.2.6.1)				
Politique de diversité du Groupe	Taux de femmes dans les effectifs	26,5%	26,2%	25,1%
Label diversité	Objectif à horizon 2030 : • 40% à 60% de femmes managers	31,2%	29,9%	28,9%
Emploi des jeunes	Objectif à horizon 2030 : • 10% d'apprentis dans les effectifs CDI et CDD du Groupe en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz	8,5%	8,5%	7,2%
Risque R : Iniquité (voir Section 2.2.6.1)				
Politique d'égalité professionnelle	Objectif à horizon 2030 : • Equité salariale : écart salarial femmes/hommes < 2% dans le monde	1,92%	1,73%	-
Risque S : Santé et sécurité au travail (voir Section 2.2.6.2)				
Politique Groupe santé-sécurité qui fixe les principes fondamentaux à mettre en œuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens	Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé (site équipé d'un système de contrôle d'accès, par exemple du type badge)	1,8 pour un objectif 2023 inférieur ou égal à 2,0	2,0 pour un objectif 2022 inférieur ou égal à 2,4	2,5 pour un objectif 2021 inférieur ou égal à 2,8
Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Objectif à horizon 2030 : Cet indicateur sera étendu à partir de 2024 à l'ensemble des personnes travaillant pour le Groupe avec un renforcement de la cible 2030 qui passera de 2,3 à 1,8.			
Plan d'action santé-sécurité 2021-2025 articulé en trois axes de prévention : <i>No Life At Risk, No Mind At Risk, No Asset At Risk.</i>				

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Plan de transformation santé-sécurité du Groupe "ENGIE One Safety"	Objectif : Taux de mortalité des personnes travaillant pour le Groupe de zéro chaque année	0,019	0,014	0,045
Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration			
Campagne de communication annuelle	Déploiement au travers de la filière santé-sécurité	Campagne de communication sur les 5 Incontournables de la Sécurité	Campagne de communication sur les risques électriques	Communication focalisée sur la prévention de la Covid-19
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux	Renforcement des dispositifs de détection des événements	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif	Pas d'événement significatif
Accès des salariés au portail sanitaire et sécuritaire d'International ISOS et aux alertes durant les déplacements internationaux	Renforcement des e-learning avant mission (en fonction du niveau de risque de la destination)			
Accès des salariés aux analyses et rapports du site <i>Control Risks Group</i> sur les risques pays	Dispositif <i>TravelTracker</i> permettant le suivi des voyageurs à l'international			
Accès des salariés aux e-learning sûreté des personnes voyageant à l'étranger (International SOS + <i>Control Risks Group</i>)	Système d'alerte des personnels en mobilité internationale			

3.3.4 PRINCIPAUX RISQUES DE GOUVERNANCE

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
Risque U : Corruption				
Politique anti-corruption basée sur : - le Code de conduite éthique (qui remplace la Charte éthique et le Guide de pratique de l'éthique depuis 2023) ; - le référentiel intégrité ; - le référentiel conformité éthique ; - des politiques spécifiques évaluations des tiers, consultants commerciaux, cadeaux, invitations, conflits d'intérêts, lobbying notamment et de la relation avec les fournisseurs ; - la clause éthique et RSE dans les conditions générales de ventes.	Dispositif de signalement et <i>reporting</i> des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de <i>reporting</i> spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001. La certification ISO 37001 a été reçue en 2018, confirmée en 2019 et 2020 ; certification ISO 37001 renouvelée en 2021 et confirmée en 2022 et 2023. Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU	222 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 8 cas d'allégations de corruption	305 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 20 cas d'allégations de corruption	205 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 19 cas d'allégations de corruption

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2023	Résultats 2022	Résultats 2021
	Système de lanceur d'alerte : ethics@engie.com	274 incidents dont 32 concernant l'éthique des affaires	225 incidents dont 60 concernant l'éthique des affaires	146 incidents dont 39 concernant l'éthique des affaires
	Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	100%	100%	96% des GMR (y/c Equans)
	Objectif à horizon 2030 : >95% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	68%	55%	49%
Risque V : Fiscal				
Politique fiscale définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	- Reporting fiscal pays par pays - Adhésion aux principes de l'initiative BTeam des Nations Unies	Voir le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite	Voir le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite	Voir le site internet d'ENGIE : www.engie.com/finance/fiscalite
Risque W : Atteinte aux données personnelles				
Politique de protection des données personnelles Groupe	- Evaluations de la conformité au Règlement européen RGPD sur sites ou sur applications concernées - Démarches de certification ISO 27001 de certaines entités - Contrôle externe par une agence de cyber notation	N/D	N/D	N/D
Risque X : Atteinte aux droits humains				
- Référentiel et politique droits humains - Plan de vigilance - Politique de <i>due diligence</i> éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	- Check-list sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuels de violation des droits humains, voir Section 3.8.2) - Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs, voir Section 3.8.6) - Dispositif de signalement et reporting des incidents éthiques (voir Section 3.8.4) - Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	222 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 2 cas d'allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	305 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 6 cas d'allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	205 incidents avérés ou non avérés déclarés dans <i>My Ethics Incident</i> dont 18 cas d'allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)

3.4 INFORMATIONS SOCIALES

Dans un contexte géopolitique complexe en 2023 et confronté à une crise environnementale et énergétique, ENGIE a relevé de multiples défis en tirant profit notamment de son organisation industrielle intégrée.

Au cœur de cette dynamique et de ces transformations, l'engagement des collaborateurs est en hausse en 2023, atteignant un taux de 87% selon l'enquête interne *ENGIE&Me* (contre 86% en 2022), pour 78% de participation.

Les collaborateurs, en tant que principal moteur de la performance du Groupe, bénéficient d'un accompagnement de la part d'ENGIE en matière de développement professionnel et de parcours de carrière. *ENGIE University*, à travers le déploiement de ses initiatives et des académies métiers, contribue à soutenir cet engagement en offrant des opportunités de formation et de croissance professionnelle.

ENGIE s'est fixé un objectif Groupe ambitieux : former 100% de ses collaborateurs chaque année d'ici 2030. Cette initiative s'inscrit dans une vision de développement continu et d'acquisition permanente de compétences par les collaborateurs.

La variété des métiers, des compétences, et la diversité des hommes et des femmes qui composent le Groupe, demeurent des piliers fondamentaux de la performance collective d'ENGIE. Cette diversité renforce sa position de leader dans la transition Net Zéro Carbone et ouvre un éventail varié d'opportunités de carrière au sein du Groupe.

Afin de renforcer ses politiques d'attraction et d'adapter les initiatives de développement aux besoins, ENGIE a adopté en 2023 une approche axée sur les compétences, un processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (*Strategic Workforce Planning*). Cette approche contribue à la croissance d'ENGIE.

Face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution, l'attractivité du Groupe ENGIE en tant que leader de la transition énergétique, avec 16 195 nouveaux embauchés en 2023, est reconnue. Une emphase particulière a été mise sur les métiers de la transition énergétique, consolidant ainsi l'engagement d'ENGIE en faveur de la diversification de ses effectifs, particulièrement illustrée par le niveau de féminisation des équipes et de l'encadrement.

Parallèlement, une évolution est observée dans le *leadership* et la culture d'entreprise grâce au déploiement des *ENGIE Ways Of Leading* (EWOL) et de la politique diversité et inclusion baptisée "*Be.U@ENGIE*". Ils définissent les comportements attendus des leaders, incarnant les valeurs essentielles telles que *Safety & Integrity*, *ONE ENGIE*, *Accountability*, *Trust* et *Care*. Ainsi, ENGIE s'engage à façonner un environnement professionnel où l'innovation, l'intégrité, la responsabilité, la confiance et l'attention portée aux individus sont au cœur de ses pratiques et de sa culture.

3.4.1 TRANSFORMATION SOCIALE DU GROUPE AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

3.4.1.1 La culture ONE ENGIE

La culture d'ENGIE est basée sur ses orientations stratégiques de transition énergétique et sur l'engagement de ses 97 297 collaborateurs à y contribuer. Elle est renforcée par leur capacité à agir collectivement et individuellement, quelle que soit l'activité ou la localisation géographique. *ONE ENGIE* est l'expression des pratiques de travail collectives, harmonisées et incarnées à chaque niveau de l'organisation. Ces pratiques sont aussi les conditions d'une culture inclusive permettant à chacun d'être lui-même.

ENGIE a déployé des initiatives visant à accroître la diversité au sein de l'entreprise, reflétant la richesse des talents essentiels à la transition énergétique. L'accent a été mis sur la création d'un environnement de travail positif, ouvert et bienveillant, conformément à la politique *Be.U@ENGIE*. L'objectif est clair : diffuser la culture *ONE ENGIE*, renforcer l'engagement des collaborateurs et permettre à chaque individu d'être valorisé et de réaliser son potentiel de manière épanouissante.

C'est à travers des objectifs chiffrés qu'ENGIE confirme ses engagements sociétaux et sociaux :

- un objectif pour l'équité salariale, avec un écart de rémunération femmes-hommes maximal de 2% à atteindre au plus tard en 2030 dans l'ensemble des entités monde ;
- une ambition pour la parité et un objectif de 40 à 60 % de femmes dans le management d'ici 2030 ;
- un objectif pour l'insertion professionnelle avec une cible de 10% d'alternants en 2030 en France hors entités régulées, GRDF et GRTgaz ;
- un objectif de 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030.

Par ailleurs, dans un contexte mondial complexe, la gestion des parties prenantes est cruciale, et le dialogue social constitue un levier essentiel de compétitivité pour les entreprises. Chez ENGIE, le dialogue social est intégré parmi les dispositifs déployés par le Groupe pour garantir la mise en œuvre efficace de sa stratégie. Dans la continuité du dialogue social international, la signature d'un Accord mondial en 2022 et le déploiement en 2023 du programme *ENGIE Care* confirment l'engagement d'ENGIE en faveur d'un socle commun de droits sociaux garantis pour l'ensemble des 97 297 collaborateurs d'ENGIE dans le monde. Cela reflète l'importance qu'accorde le Groupe à sa responsabilité sociale, en cohérence avec sa raison d'être (Section 1.1.1) et son engagement dans la transition énergétique.

De plus, la santé et la sécurité au travail demeurent au cœur des préoccupations d'ENGIE. Le Groupe maintient ainsi des normes strictes et poursuit ses efforts de prévention, avec pour préoccupation le bien-être de ses collaborateurs et de ses contractants.

Enfin, le groupe ENGIE est pleinement conscient de l'importance du lien Nation-armée et du soutien à apporter aux actions de ses salariés français dans l'engagement des réserves du pays. Il reste ouvert à toutes les demandes de participations de ses salariés aux périodes de réserve. Ces participations limitées dans le temps et prévisibles dans leur réalisation n'ont pas d'impact sur la performance financière du Groupe. Elles n'appellent donc pas d'analyse propre dans la Déclaration de performance extra-financière du Groupe.

Enfin, en tant que Groupe industriel, la culture *ONE ENGIE* est également fondée sur l'excellence, l'exigence et l'exemplarité de la part de l'ensemble des collaborateurs et de leurs contractants. Cela se manifeste particulièrement dans le respect des règles éthiques, de la santé et de la sécurité au travail, et de la cybersécurité.

L'ensemble des éléments qui constituent cette culture *ONE ENGIE* est communiqué à chaque collaborateur dès son intégration, à travers un parcours obligatoire de formations et une responsabilisation de l'ensemble de la chaîne managériale.

3.4.1.1.1 L'engagement des collaborateurs acteurs de la transition énergétique

La dernière enquête annuelle interne *ENGIE&Me* révèle que 90% des collaborateurs expriment leur fierté d'appartenir à ENGIE, en hausse de 4 points par rapport à 2022. Cette enquête, avec un taux de participation de 78%, révèle les raisons de cette fierté d'appartenance : 89% des collaborateurs croient aux objectifs d'ENGIE, 87% à sa capacité à accélérer la décarbonation de l'économie (+7 points par rapport à 2022), de manière socialement responsable (87%, +4 points par rapport à 2022).

Si les collaborateurs d'ENGIE sont les premiers témoins de la transformation d'ENGIE, ils en sont surtout les principaux acteurs. 91% des collaborateurs déclarent contribuer aux objectifs stratégiques de leur entité, par leur travail au quotidien.

Ces chiffres illustrent la force et l'impact de cette communauté de 97 297 acteurs de la transition énergétique qui contribuent à un nouveau modèle de société, réconciliant performance économique, progrès humain et respect de l'environnement. Cette communauté est ouverte sur la société et les acteurs des territoires. Le développement de cette communauté apprenante est source d'épanouissement individuel.

3.4.1.1.1.1 Sustainability Academy

La *Sustainability Academy* permet aux collaborateurs d'ENGIE d'agir en tant que véritables ambassadeurs internes de la stratégie du Groupe et de sa mise en œuvre opérationnelle. Toutes les initiatives de la *Sustainability Academy* sont élaborées en interne grâce à l'expertise et la mobilisation des collaborateurs.

Elle permet à chacun de s'approprier la stratégie du Groupe et sa déclinaison opérationnelle, tout en lui donnant les moyens d'actions à son niveau et quel que soit son métier.

En 2023, l'ensemble des collaborateurs du Groupe ont été formés à la stratégie Net Zéro Carbone d'ENGIE. Ils en maîtrisent les leviers de réussite et connaissent la complémentarité des métiers et des expertises qui composent le modèle intégré du Groupe.

Ce module de formation en ligne a été adapté sous forme d'un "jeu de plateau" dont les entités fonctionnelles et opérationnelles du Groupe se sont saisies, notamment pour intégrer les nouveaux collaborateurs.

Les collaborateurs ont la possibilité d'approfondir ce socle de base de connaissances par des formations de plusieurs jours sur le *business model* d'ENGIE, les technologies faiblement carbonées, et les marchés de l'énergie.

La *Sustainability Academy* permet également d'engager les collaborateurs dans les enjeux de transformation durable des modèles de société. Au travers d'un exercice d'écologie-fiction créé avec les experts du Groupe, les collaborateurs se confrontent aux enjeux sociétaux des territoires et leurs impacts sur les écosystèmes. Cet exercice a été mené en Amérique Latine, en France et dans la région AMEA engageant plus de 400 collaborateurs, étudiants d'universités partenaires françaises et internationales, et apprentis.

Des modules de formation notamment sur l'engagement des parties-prenantes, la sobriété énergétique, la biodiversité invitent les collaborateurs à comprendre et repenser les schémas traditionnels de consommation et de production.

Enfin, la *Sustainability Academy* réunit annuellement les collaborateurs pour 48h d'événements dédiés à la durabilité accessibles localement et en digital. En 2023, plus de 1 500 collaborateurs ont pu s'entretenir avec des leaders opérationnels sur les enjeux climatiques et de préservation de la biodiversité des sites industriels. Ils ont également pu échanger avec leurs pairs sur la manière dont ils intègrent les enjeux de durabilité dans leur métier, ou encore partir en *learning expedition* sur les sites et ceux de partenaires.

3.4.1.1.1.2 L'empreinte carbone des collaborateurs

Être acteur de la transition énergétique, c'est également prendre sa part de responsabilité individuelle dans la trajectoire de décarbonation du Groupe. Chaque année, ENGIE mesure l'empreinte carbone de ses collaborateurs dans leurs modes de travail et de déplacements et vise être Net Zéro Carbone d'ici 2030.

Les émissions de CO₂ sont issues de l'utilisation des bâtiments de bureaux, aux voyages professionnels, aux déplacements domicile-travail, aux outils et aux usages digitaux, et à l'usage de la flotte de service et de fonction. Un *reporting* annuel permet à chaque entité du Groupe et/ou pays de mesurer son empreinte carbone sur des bases de données fournies par les Directions immobilières, informatiques et achats du Groupe, comme la base de données AMEX pour les voyages professionnels. Les habitudes de déplacement domicile-travail sont quant à elles calculées sur base déclarative des collaborateurs sondés.

L'empreinte carbone liée aux modes de travail s'élève en 2023 à 268 ktonnes de CO₂, soit moins de 1% des émissions directes du Groupe. Pourtant, sa réduction nécessite l'action de 100% des collaborateurs au quotidien.

Pour les accompagner, ENGIE a revu ses politiques et s'est fixé des objectifs ambitieux :

- dans le verdissement de sa flotte automobile avec 100% des renouvellements par des véhicules électriques en 2030 ;
- dans la sobriété de ses bâtiments avec 35% de réduction de la consommation d'énergie à la maille du Groupe en 2030 par rapport à 2019 ;
- dans des pratiques de consommation responsable du digital dans lesquelles les collaborateurs sont formés : par exemple, l'allongement de la durée de vie des ordinateurs mis à disposition, le stockage de la donnée rationalisé et l'intégration du *green IT by design* dans les applications et sites développés ;
- dans une pratique plus modérée et responsable des voyages professionnels. La politique relative aux voyages professionnels a été révisée en 2023 et intègre une obligation de compensation des émissions de CO₂ relatives par les GBU et entités hors GBU.

Depuis 2019, ENGIE a réduit de 61% l'empreinte carbone liée aux modes de travail des collaborateurs.

3.4.1.1.2 Agir ensemble, en tant que "ONE ENGIE"

Être acteurs de la transition énergétique engage l'ensemble des collaborateurs sur l'urgence à agir.

Cette culture commune *ONE ENGIE* repose sur un socle de pratiques de travail harmonisées, les *ENGIE Ways of Working* (EWOW). Il garantit l'impact positif de chacun des collaborateurs sur le collectif.

Définis en 2021, les EWOW décrivent les comportements collectifs attendus de l'ensemble des collaborateurs et valorisent la diversité de leurs expertises, de leurs métiers et de la présence internationale d'ENGIE : *COLLABORATE*, *FOCUS ON BUSINESS*, *PRIORITIZE*, *COMMIT TO DELIVER* et *ENGAGE*. Ces cinq principes constituent la boussole reflétant l'importance d'agir de concert dans l'intérêt du *ONE ENGIE* et de tenir les engagements opérationnels qui sont au cœur de la raison d'être d'ENGIE (voir Section 1.1.1).

L'exemplarité des managers incarnant les EWOW est un élément clef de leur appropriation. C'est pourquoi ces *ENGIE Ways of working* sont l'un des fondements du modèle de *leadership* du groupe ENGIE, nommé *ENGIE Ways of Leading* (EWOL).

Actualisés en 2022, les EWOL sont complémentaires aux *ENGIE Ways of Working* et consolident le socle de pratiques communes au sein d'ENGIE.

Les EWOL sont centrés sur cinq engagements clés communs aux managers du Groupe :

- **Safety & Integrity** : appliquer des normes strictes pour la santé et la sécurité des personnes, sécuriser les actifs, garantir la (cyber)sécurité, l'intégrité et la réputation d'ENGIE. C'est également intégrer une culture dite de

“Tolérance Zéro”, pour garantir de droit d’opérer ;

- **ONE ENGIE** : mettre en œuvre la stratégie d’ENGIE en s’appuyant sur les EWOW, guidés par la création de valeur pour ENGIE et ses clients, tout en tirant parti de la diversité des collaborateurs d’ENGIE ;
- **Accountability** : définir clairement et précisément les objectifs et responsabilités envers les équipes et les parties prenantes, responsabiliser les collaborateurs et les équipes en leur donnant les moyens de réussir et organiser des discussions stimulantes et franches ;
- **Trust** : faire ce que nous disons et dire ce que nous faisons, manager et inspirer, par l’exemple, les équipes, les parties prenantes et les clients, communiquer et agir de manière transparente ;
- **Care** : promouvoir une culture d’intérêts communs, de respect et de bienveillance au sein des équipes, renforcer le bien-être au travail et mettre en pratique le développement des compétences et le *feedback* constructif.

Les *ENGIE Ways of Leading* ont été déployés auprès des 275 *Global leaders* du Groupe fin 2022 et auprès de l’ensemble des

managers du Groupe en 2023. Ils ont participé à des ateliers collectifs afin de s’approprier les comportements attendus et d’être en capacité de les incarner auprès de leurs équipes. Les *ENGIE Ways of Leading* ont été intégrés aux entretiens de performance et aux différents processus managériaux. Les programmes de développement et de gestion des carrières ont été adaptés en conséquence.

En mai 2023, la semaine dédiée aux EWOL a rassemblé 2 000 managers autour de conférences et témoignages de leaders ENGIE et intervenants inspirants externes. Un *e-learning* sur les EWOL a été suivi par 7 000 managers en 2023.

Les programmes de développement et de gestion des carrières se sont adaptés en conséquence.

Par exemple :

- lors de son intégration, tout nouveau cadre suit un *e-learning* dédié aux EWOL ;
- les EWOL font partie des critères de sélection lors de recrutement ou de promotion ;
- lors de la revue de performance annuelle, l’incarnation des EWOL est évaluée au même titre que l’atteinte des résultats.

3.4.2 DIVERSITÉ ET INCLUSION, AU COEUR DE LA STRATEGIE SOCIALE DU GROUPE

3.4.2.1 Capital humain du Groupe

3.4.2.1.1 Effectifs et empreinte géographique

Présent dans plus d’une trentaine de pays, ENGIE compte 97 297 collaborateurs à fin décembre 2023. L’effectif a augmenté de 843 collaborateurs soit 0,9% par rapport à 2022, en lien

avec la stratégie et le développement des activités du Groupe, en particulier dans les domaines des Infrastructures, des Services à l’énergie et des Energies Renouvelables (ENR).

GRI 102-7 /405-1	France	Europe, hors France	Amérique du Sud	USA & Canada	Moyen Orient, Asie et Afrique	2023	2022	2021
Renouvelables	2 950	495	1 076	311	243	5 075	4 814	4 882
Infrastructures	17 004	3 147	689	933	0	21 773	21 806	22 542
Energy Solutions	14 887	14 685	1 336	1 989	9 336	42 233	42 661	47 531
Flex Gen & Retail	7 007	4 804	715	87	3 368	15 981	16 148	17 091
Nucléaire	0	2 049	0	0	0	2 049	2 057	2 135
Autres	4 226	3 577	1 033	1 168	182	10 186	8 968	7 323
Dont GEMS	1 552	1 344	0	521	176	3 593	3 214	
Sous-total	46 074	28 757	4 849	4 488	13 129	97 297	96 454	101 504
Equans	-	-	-	-	-	-	-	69 970
TOTAL	46 074	28 757	4 849	4 488	13 129	97 297	96 454	171 474
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

GRI 102-7 /405-1	2023							2022		2021
	Renouvelables	Infrastructures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	%	Groupe hors EQUANS
Cadres	2 624	5 784	11 048	3 847	513	6 703	2 433	30 519	31,4%	29 336
Hommes	1 873	3 888	8 183	2 512	418	4 120	1 619	20 994	68,8%	20 577
Femmes	751	1 897	2 865	1 335	95	2 583	814	9 526	31,2%	8 759
Non cadres	2 451	15 989	31 185	12 134	1 536	3 483	1 160	66 778	68,6%	67 118
Hommes	1 871	11 837	25 475	8 491	1 330	1 532	478	50 536	75,7%	50 655
Femmes	580	4 152	5 710	3 643	206	1 951	682	16 242	24,3%	16 463
Total	5 075	21 773	42 233	15 981	2 049	10 186	3 593	97 297	100%	96 454
Hommes	3 744	15 725	33 658	11 003	1 748	5 652	2 097	71 530	73,5%	71 232
Femmes	1 331	6 048	8 575	4 978	301	4 534	1 496	25 767	26,5%	25 222
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Au 31 décembre 2023, l’effectif Groupe se compose de 30 519 cadres soit 31,4% de l’effectif total et de 66 778 non-cadres

soit 68,6%. La proportion des cadres continue d’augmenter, passant de 30,4% en 2022 à 31,4% en 2023.

De même, la part des effectifs féminins cadres est en hausse et représente 31,2% des cadres contre 29,9% en 2022 (voir Section 3.4.2.3).

3.4.2.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2023, 89 240 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 91,7% de l'effectif. 4 382 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) soit 4,5% de l'effectif.

Par ailleurs, avec 3 675 jeunes en contrat d'apprentissage soit 3,8% de l'effectif, ENGIE confirme et continue à maintenir son

engagement en faveur de l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique professionnelle aux enseignements théoriques dispensés dans les centres de formation. L'apprentissage est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.2.2.2).

	2023							2022	2021
GRI 102 -8	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
CDI	91,1%	94,4%	90,7%	88,3%	100,0%	94,0%	94,4%	91,7%	91,4%
CDD	3,6%	0,8%	5,8%	8,1%	0,0%	2,8%	2,6%	4,5%	4,8%
Contrat d'Apprentissage	5,2%	4,8%	3,5%	3,5%	0,0%	3,2%	3,0%	3,8%	3,8%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.4.2.1.3 Effectif par tranches d'âges

	2023							2022	2021
GRI 405-1	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
< à 25 ans	2,1%	2,6%	3,9%	3,5%	1,6%	1,5%	1,7%	3,1%	2,8%
25 à 34 ans	24,8%	20,5%	24,5%	21,9%	14,6%	22,3%	22,5%	22,7%	23,2%
35 à 44 ans	38,3%	31,7%	28,1%	32,5%	34,7%	33,7%	37,3%	30,9%	28,9%
45 à 54 ans	24,6%	30,3%	24,6%	27,8%	21,7%	27,9%	28,1%	26,7%	26,8%
> à 55 ans	10,2%	14,8%	18,9%	14,3%	27,3%	14,6%	10,4%	16,5%	18,2%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.4.2.2 Promotion de la diversité

3.4.2.2.1 Politique

Au niveau Groupe

En 2022, pour la première fois, ENGIE s'est doté d'une politique Monde en matière de Diversité, Équité et Inclusion (DEI). Elle a le double objectif de faire progresser le Groupe dans la représentation de la diversité des populations et de faire de tous les environnements de travail des lieux inclusifs. Il n'y a pas de place ni pour la discrimination ni pour le harcèlement, quelles que soient leurs formes.

Cette politique :

- est destinée à l'ensemble des collaborateurs et contractants du Groupe ;
- doit s'adapter et se décliner en fonction des contextes juridiques et culturels locaux ;
- visait à changer la culture du Groupe ;
- est évolutive dans le temps ; et
- contribue à la performance.

Les thématiques prioritaires définies pour 2022 et 2023 sont :

- l'égalité Femmes-Hommes (avec notamment le programme *Fifty-Fifty*) ;
- l'inclusion des personnes LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans, *queer* et toutes les autres orientations sexuelles et identités de genre minoritaires) ;
- les origines (comprenant les nationalités, l'origine ethnique, la couleur de peau, la religion, l'origine sociale, les formations et parcours professionnels atypiques) ;
- les générations (l'insertion des jeunes et l'employabilité des seniors) ;
- et les aptitudes des personnes en situation de handicap.

La nouvelle politique *Be.U@ENGIE* permet à chaque salarié de se sentir libre d'être soi-même (*Be.Unique*) pour contribuer au mieux à l'ambition collective du Groupe (*Be.United*). Une feuille de route a été déployée dans toutes les régions à partir de 2023 et fait l'objet d'un suivi particulier concernant les dix pays prioritaires d'ENGIE (Etats-Unis, Brésil, Chili, Emirats arabes unis et Royaume d'Arabie Saoudite, Belgique, Espagne, Portugal, Allemagne, Italie et France).

Un Comité de pilotage DEI Monde a été constitué, rassemblant des responsables de pays et d'entités *business*. Un Comité opérationnel a également été créé avec les DEI managers des grandes régions du monde.

Des actions de sensibilisation ont été conduites lors de conventions RH, de *Global leaders*, ou lors des campus éphémères d'ENGIE *University*. ENGIE s'est appuyé sur un large déploiement de la "Fresque de la Diversité", outil développé par l'Essec Business School, école partenaire. Ainsi, plus de 700 personnes ont été sensibilisées dans le Groupe. Un réseau d'Ambassadeurs DEI a été constitué, les *Bees*, chargés de mener des actions concrètes dans leur environnement de travail, et d'animer des ateliers "Fresque de la Diversité". La première cohorte s'est réunie en séminaire en février 2023 à Paris pour être formée à la facilitation de ce type d'ateliers. Une série de 10 portraits vidéo de collaborateurs a été réalisée pour permettre une meilleure appropriation des problématiques liées à chacune des dimensions prioritaires de la politique. Des plans d'actions par thématique ont été élaborés sur chacune des dimensions, avec le soutien d'un sponsor membre du Comex. Les réalisations ont été présentées au Comex en octobre 2023.

En France

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de politique Diversité, Équité et Inclusion depuis de nombreuses années. Elle vise à lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement.

Cette action a été reconnue par l'obtention du Label Diversité pour la première fois en 2012, confirmée par des audits successifs et prolongée en 2022. Le dernier audit de renouvellement a eu lieu en octobre 2023 et a permis au Groupe de présenter ses dernières actions en matière de promotion de la diversité et d'égalité professionnelle.

3.4.2.2.2 Mixité

ENGIE ambitionne de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. Deux objectifs extra-financiers de rang 1 ont été établis et validés par le Conseil d'Administration :

- écart de rémunération entre les femmes et les hommes inférieur à 2% sur des postes équivalents au niveau Groupe, à l'horizon 2030 ;
- parité femmes-hommes, avec un objectif de 40% à 60% de femmes cadres dans le Groupe d'ici 2030.

Pour ENGIE, la diversité, l'égalité professionnelle et l'inclusion représentent des leviers d'innovation et de performance. C'est un des critères de Bonne Gouvernance au sens du Conseil des Droits de l'Homme, pour une meilleure prise de décision et responsabilité sociétale.

ENGIE a initié et mis en œuvre le programme *Fifty-Fifty* à partir de 2020. Il repose sur une approche systémique visant à

instaurer les conditions propices à la réalisation de l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes. L'objectif d'ENGIE est d'atteindre un minimum de 40% de femmes occupant des postes de cadres d'ici 2030. Ce programme concerne un ensemble de plus de 30 000 personnes dans le monde entier, faisant d'ENGIE le pionnier dans le secteur de l'énergie en s'engageant à atteindre un objectif aussi ambitieux.

Ce programme répond à une demande de la Société, des clients d'ENGIE, et de ses parties prenantes. Sa feuille de route s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic et certification, communication et sensibilisation, adaptation de l'organisation et des processus RH, formation et développement des collaborateurs, et résonance et partenariats externes. Il s'agit pour ENGIE de devenir un acteur de référence en la matière, d'attirer et de retenir les meilleurs talents.

À fin décembre 2023, la part des femmes dans le Groupe est de 26,5% et celui des femmes dans le management est de 31,2%. Au sein du Comité de Direction Opérationnel (OPCOM), le taux de femmes est de 40,7%, soit 22 femmes et 32 hommes, en progression de 5,5 points par rapport à 2022. Et au sein du Comité Exécutif du Groupe, le taux de femmes est de 40% soit 4 femmes et 6 hommes.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation de ces deux instances. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 740 personnes, dont 41% de femmes.

	2023							2022	2021
GRI 405-1	Renouvelables	Infrastructures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Proportion de femmes dans l'effectif	26,2%	27,8%	20,3%	31,2%	14,7%	44,5%	41,6%	26,5%	25,1%
Proportion de femmes dans le management	28,6%	32,8%	25,9%	34,7%	18,5%	38,5%	33,5%	31,2%	28,9%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Proportion de femmes dans les embauches	36,7%	36,7%	23,4%	28,9%	7,7%	47,9%	42,5%	29,0%	24,6%
Proportion de femmes dans les embauches cadres	38,5%	40,6%	29,3%	44,5%	13,2%	43,6%	36,6%	35,6%	27,2%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Depuis 2021, chaque entité bénéficie d'une "boîte à outils *Fifty-Fifty*" adaptée aux métiers et environnements culturels de chaque région, centrée principalement sur :

• La formation et le développement des collaborateurs

Au niveau mondial :

- deux programmes "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion" sont déployés depuis mai 2021 : un programme en ligne pour l'ensemble des collaborateurs et un programme en présentiel et à distance pour les leaders et les dirigeants du Groupe ;
- en 2022 et 2023, le Groupe a continué le déploiement d'un programme de développement personnel *Wo+Men to Lead*, pour les femmes et les hommes leaders. En 2023, l'intégralité des femmes du Top 50 ont été formées ;
- un partenariat avec la *Women Initiative Foundation* permet depuis 2020, de former au *leadership* inclusif avec la collaboration de grandes universités internationales ;
- le programme "Permis de recruter" est depuis 2023 en cours de déploiement, pour former les managers et la filière RH au recrutement inclusif (par exemple, conduire des entretiens de recrutement sans discrimination, diversifier les sources de recrutement pour favoriser des catégories de personnes qui accèdent difficilement à l'emploi comme des personnes en situation de handicap et des jeunes identifiés par les missions locales en France) ;

- d'autres programmes de formation ont été conçus et déployés au niveau des pays du Groupe pour atteindre l'ensemble de leur population.

• La communication, la sensibilisation des équipes et le partage des bonnes pratiques

- des événements sont proposés à l'ensemble des collaborateurs durant l'année : à l'occasion de la journée internationale des droits des femmes, pour sensibiliser les managers et les RH à l'identification des biais et des stéréotypes dans le recrutement ;
- un guide "Harcèlement Sexuel et Agissements Sexistes" a été rédigé en 2022 et partagé avec les filières Ressources Humaines et Éthiques de chaque pays du Groupe, sous l'impulsion du Comité Exécutif qui a souhaité réaffirmer la "Tolérance Zéro" à cet égard ;
- en 2023, ENGIE a lancé dans le monde entier un guide des bonnes pratiques à adopter en entreprise, pour prévenir et accompagner les collaborateurs ou collaboratrices qui subiraient des violences domestiques. ENGIE est ainsi l'un des premiers groupes en France à traiter explicitement ce sujet dans le cadre de l'environnement de travail ;
- des ateliers de sensibilisation des Comités Exécutifs des entités sont organisés depuis 2021. Ils permettent de sensibiliser les dirigeants et de les aider à construire leurs plans d'actions pour l'égalité, au sein de leur entité ;

- depuis 2022, un guide traitant des mythes autour de l'égalité professionnelle femmes-hommes a été mis à disposition dans plusieurs langues. Il a également inspiré une série de *podcasts* sur le sujet ;
- les *Fifty-Fifty Awards*, un concours accessible à tous en vue de récompenser les équipes les plus investies en faveur de la mixité, est organisé annuellement au sein d'ENGIE depuis novembre 2021. En 2023, il a été intégré aux "ONE ENGIE Awards" au niveau Groupe afin de placer l'égalité professionnelle au cœur des objectifs stratégiques ;
- une plateforme média en ligne contenant une multitude de ressources (vidéos, témoignages, articles, bonnes pratiques) a été créée sur la plateforme de *e-learning* du Groupe en novembre 2021 ;
- des conférences et des partages de bonnes pratiques orientées "Diversité, égalité professionnelle et Inclusion". Elles sont proposées tout au long de l'année aux collaborateurs et collaboratrices d'ENGIE qui souhaitent lancer de nouvelles initiatives DEI dans leur propre périmètre. Il s'agit du réseau des *Change Drivers* qui a été créé en novembre 2019 ;
- le réseau des *ChangeMakHers*, créé en 2021, regroupe des leaders formés pour entreprendre des changements au sein de l'organisation et montrer l'engagement d'ENGIE à l'extérieur du Groupe, dans des conférences, associations et tables rondes.
- **La réalisation d'un diagnostic et l'obtention de la certification EDGE**
 - en décembre 2023, 17 entités dans dix pays ont obtenu la certification EDGE en Diversité et Inclusion. Cette certification est une reconnaissance internationale en matière d'égalité femmes-hommes et porte sur la culture d'entreprise, le recrutement, l'avancement, le mentorat et la formation de ses dirigeants ;
 - depuis 2021, 25 questions sur la "diversité, égalité professionnelle et inclusion" ont été insérées dans l'enquête d'engagement annuel *ENGIE&Me*. Elles portent

sur cinq sujets clés : recrutement et promotion, culture d'entreprise, flexibilité au travail, accès à la formation et égalité salariale. Trois questions concernent le harcèlement sexuel et permettent au Groupe de mesurer objectivement sa progression chaque année ;

- en mai 2021, les conclusions de l'audit interne des processus d'évaluation des talents pour les rendre plus inclusifs ont été rendues. Les recommandations sont toujours appliquées ou mises à jour.

• La résonance et partenariats externes

Pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre en France à la sensibilisation des jeunes publics féminins dans les écoles, s'appuyant sur des associations telles que "Elles Bougent". Cette dernière promeut en France la place des femmes dans les filières techniques. De plus, dans le cadre de son partenariat avec le Laboratoire de l'Égalité, ENGIE contribue depuis septembre 2019 à l'élaboration d'un pacte pour l'intelligence artificielle. Ce pacte veille à ce que les nouvelles technologies sous-jacentes aux processus RH intégrant de l'Intelligence Artificielle ne soient pas discriminantes en termes de genre.

Par ailleurs, en France, dans le cadre de son engagement à la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA), ENGIE s'est engagé à ouvrir une classe dédiée exclusivement aux jeunes femmes "les Ingénieuses" avec pour objectif de les accompagner pour devenir Ingénieure. Au Pérou et au Brésil par exemple, ENGIE offre des bourses d'études aux jeunes femmes pour des études d'ingénieur.

ENGIE participe à de nombreux forums de discussions et conférences sur le thème de l'égalité femmes-hommes en France et à l'international. Ceci afin d'inspirer le changement culturel d'autres entreprises et acteurs sociétaux. C'est en agissant tous ensemble que l'égalité femmes-hommes va produire des effets durables à long terme.

Enfin, le programme *Fifty-Fifty* a été récompensé au concours *Digital HR Awards* en octobre 2023, pour la qualité de ses contenus, pour ses résultats importants trois ans après le début du déploiement et pour son impact sociétal.

3.4.2.3 Égalité professionnelle femmes-hommes

3.4.2.3.1 Principes de la politique de rémunération

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché, qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun. Le Groupe utilise des informations externes fournies par des cabinets spécialisés pour s'assurer du positionnement par rapport au marché local de référence. Par ailleurs, il s'assure du respect des minima salariaux applicables au sein des différents pays dans lesquels il est implanté. Une attention particulière est accordée à l'équité salariale grâce au calcul de l'index (voir Section 3.4.2.3.2). La structure de la rémunération globale se compose d'un salaire de base et, suivant le niveau de responsabilité et les pays, de dispositifs de rémunération variable. Ils ont pour objectif de rémunérer la performance collective et individuelle. Le dispositif de rémunération variable des cadres dirigeants du Groupe intègre des objectifs de type RSE à hauteur de 10%, au minimum, du total.

3.4.2.3.2 Équité salariale et égalité professionnelle

Dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa raison d'être, ENGIE avait fait le choix d'étendre l'obligation française de calcul de l'index égalité professionnelle et salariale à toutes les sociétés de plus de 250 salariés à l'international.

En 2022, dans la continuité de son ambition et pour plus de lisibilité, le Groupe a choisi de se focaliser, parmi les indicateurs de l'index égalité professionnelle et salariale, sur l'indicateur d'équité salariale. Ce dernier mesure l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes à postes équivalents. ENGIE a choisi de retenir pour objectif cible un écart maximal de 2% au niveau Groupe. Le périmètre de cet indicateur concerne les entités de plus de 50 salariés en France et de plus de 250 à l'international.

Pour l'année 2023, l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes ressort à 1,92% et représente 84% des effectifs du Groupe. Le résultat est conforme à l'objectif du Groupe. Il est supérieur de 0,19 point au résultat de 2022 en raison d'une évolution à la hausse de l'indicateur à l'international, en lien avec la prise en compte de nouvelles sociétés. La France, avec un score de près de 1%, se maintient à un très bon niveau, identique à celui de 2022.

Toutes les sociétés du Groupe utilisent un outil de mesure développé par la DRH Groupe, EQUIDIV. Il permet un calcul automatique et uniforme de l'index à partir de données individuelles. EQUIDIV fournit les actions prioritaires de remédiation pour faire progresser l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes.

3.4.2.3.3 Prévention et lutte contre les comportements sexistes et le harcèlement sexuel au travail

Le 22 novembre 2017, ENGIE a signé un Accord européen à durée indéterminée sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes, la lutte contre les discriminations et les violences, et la prévention du harcèlement sexuel. Les agissements sexistes ont fait l'objet d'un article spécifique.

En 2022, la Direction des Ressources Humaines, en collaboration avec la Direction Éthique, *Compliance & Privacy*, a mis en place un guide pratique à destination de tous les pays et entités d'ENGIE. Ce guide aspire à aligner les définitions et à les aider à concevoir leur propre programme de prévention et de lutte contre les comportements sexistes et le harcèlement sexuel. La campagne de sensibilisation a démarré avec un webinar en octobre 2022, engageant chaque entité à

bâtit un plan d'actions pour une "Tolérance Zéro".

En parallèle, ENGIE s'est engagé à prendre les mesures nécessaires pour prévenir les faits de harcèlement sexuel. Des outils d'alerte pour permettre le signalement de tout comportement déviant ont été mis en place :

- au niveau mondial, la plateforme de lanceur d'alerte administrée par la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* ;
- et en France, la ligne d'écoute "AlloSexism" qui permet non seulement aux victimes présumées d'effectuer un signalement, mais aussi aux managers, RH et Référents Sexisme de bénéficier d'un service d'appui juridique.

ENGIE a participé pour la première fois au baromètre BVA/ #StOpE au Sexisme en 2021, et a renouvelé sa participation en 2023. Malgré des chiffres en amélioration, le sexisme ordinaire est encore fortement ressenti par les femmes ayant répondu à l'enquête. En deux ans, une nette amélioration est constatée

dans la perception des collaborateurs sur l'engagement du Groupe à traiter ce sujet et sur la connaissance des voies de recours possibles, notamment les Référents Sexisme.

ENGIE s'est engagé sur la prévention et la lutte contre les violences domestiques à l'occasion de la journée internationale pour l'élimination de la violence à l'égard des femmes. Le Groupe a édité en 2023 un livret d'engagement et de bonnes pratiques à mettre en place et à adapter localement. Une campagne de communication a également été lancée dans la presse, mentionnant cet engagement et l'inscription du numéro d'urgence du Gouvernement sur ses factures.

En effet, ENGIE fait figurer systématiquement sur les factures d'énergie adressées à ses 8,2 millions de clients domestiques et professionnels desservis en France, le numéro vert 3919. Il correspond à la plateforme téléphonique d'écoute, d'information et d'orientation des victimes de violences sexistes et sexuelles mise en place par le Gouvernement.

3.4.2.4 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

Particulièrement engagé sur le sujet, ENGIE développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

3.4.2.4.1 Insertion sociale et professionnelle des jeunes

Membre fondateur du "Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive", le Groupe mène depuis 2018, aux côtés d'une quarantaine d'entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire. Un *escape game* a par exemple pu être créé pour sensibiliser les jeunes aux métiers d'ENGIE. La force du Collectif réside dans la capacité des entreprises à partager leurs expériences et à permettre à chacune de bénéficier du savoir-faire commun et d'un réseau local.

Ces actions favorisent ainsi l'inclusion des jeunes, notamment ceux éloignés de l'emploi ou issus des zones les plus défavorisées. ENGIE s'est notamment engagé à accueillir 3 000 jeunes sur trois ans issus des quartiers prioritaires, depuis la classe de 3^{ème} jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle. Avec le collectif, ENGIE s'est engagé à accueillir au moins 10% des alternants issus des Quartiers Prioritaires de la Ville (QPV) ou Zones franches Urbaines (ZFU) ou en situation de handicap d'ici 2025. Par ailleurs, ENGIE s'inscrit dans l'engagement du Collectif d'être présent au plus près des territoires avec le lancement d'un nouveau Collectif local au Havre dont Catherine MacGregor est la sponsor.

Le Collectif a lancé en septembre 2022 un vaste programme pour encourager parmi ses membres le développement du mentorat solidaire pour atteindre 1% de mentors parmi l'ensemble des salariés des 36 entreprises membres, à fin 2023. A ce titre, ENGIE s'est engagé à développer le mentorat externe en lançant en mars 2023 une plateforme de mentorat solidaire regroupant les associations partenaires, en complément du dispositif interne existant.

En 2023, ENGIE a participé aux côtés des entreprises du Collectif au Salon Jeunes d'Avenir en Ile-de-France. Il a permis à la fois aux Ambassadeurs Techniciens de présenter les métiers du Groupe et à plusieurs femmes, responsables de sites, de partager leur expérience avec des jeunes femmes en recherche d'alternance et d'orientation.

Le Groupe s'implique également dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grande difficulté ou en situation d'exclusion. Cela grâce notamment aux actions conduites par la Fondation Agir pour l'Emploi (FAPE) ENGIE. L'action de la FAPE ENGIE repose sur la solidarité des salariés, des retraités et des entreprises du Groupe en faveur des demandeurs d'emploi et de toutes celles et ceux qui cherchent à sortir de la précarité. Elle accorde des subventions à des structures et acteurs de l'insertion qui se mobilisent pour concevoir et mettre en œuvre des projets pérennes au bénéfice des populations les plus fragiles.

ENGIE a adhéré à l'*Alliance for Youth* en décembre 2015, au niveau européen dans un premier temps puis au niveau mondial en 2019. L'*Alliance For Youth* est la première initiative privée, à l'origine, paneuropéenne (avec 300 entreprises), lancée par Nestlé, pour développer l'employabilité et lutter contre le chômage des jeunes.

Le maillage territorial très important de l'*Alliance* permet aux entités d'ENGIE, si elles le souhaitent, de conduire des actions dans les territoires. Elles peuvent collaborer avec des entreprises locales qui sont engagées elles aussi dans le développement de l'employabilité des jeunes, le rapprochement des mondes de l'éducation et de l'entreprise, et dans l'apprentissage.

Les différents partenariats institutionnels, associatifs ou d'entreprises facilitent également l'employabilité des jeunes stagiaires ou apprentis, tant en interne qu'en externe. C'est le cas par exemple avec la participation importante d'ENGIE au Sommet de l'inclusion économique, organisé à Bercy par la Fondation Mozaïk RH, en novembre chaque année.

A toutes les étapes du processus de recrutement, celui des stagiaires et apprentis notamment, une attention particulière est apportée pour un recrutement toujours plus inclusif.

3.4.2.4.2 Handicap

En 2019, ENGIE s'est engagé aux côtés d'une centaine d'entreprises, en signant le "Manifeste pour l'inclusion des personnes handicapées dans la vie économique" en France. Au sein de ce Manifeste, ENGIE participe activement à trois groupes de travail : accessibilité numérique, politique internationale et éducation.

En France, les engagements d'ENGIE portent principalement sur le recrutement et l'intégration des personnes en situation de handicap, l'accompagnement et le maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication, la collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté.

Les managers sont invités à suivre des formations en *e-learning* destinées à les sensibiliser sur l'ensemble des thématiques sur le handicap en entreprise.

Par ailleurs, ENGIE a conçu un programme spécialement dédié aux jeunes alternants et stagiaires du Groupe. Il s'agit de les sensibiliser aux situations de handicap qu'ils peuvent vivre à titre personnel, pour les accompagner le cas échéant dans la reconnaissance du handicap. Ce dispositif vise aussi à les sensibiliser dans leur futur rôle de manager et a été déployé en 2023.

ENGIE emploie en France environ 1 608 salariés en situation de handicap, soit un taux d'emploi en France de 3,5% en 2023.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (ESAT et entreprises adaptées) concrétise la vision inclusive des engagements RSE du Groupe. Elle vise à pérenniser des emplois indirects, à favoriser l'économie locale et à encourager l'insertion professionnelle.

ENGIE a mis en place depuis 2019 un groupe de travail inter-directions sur l'accessibilité numérique. Les travaux conduits par ce groupe de travail ont notamment permis de mettre en ligne le schéma pluriannuel d'accessibilité numérique d'ENGIE. Des audits de sites, internes et externes, ont été réalisés et un guide a été mis à la disposition de la communauté des référents handicap. Un comité dédié et un réseau de correspondants (informatiques et ressources humaines) devrait être opérationnel début 2024 pour suivre le déploiement du plan d'actions.

Au Brésil, le programme *Gera Inclusão* initié en 2023 a inséré 15 jeunes en situation de handicap dans l'environnement de travail.

3.4.2.4.3 LGBTQ+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans, queer et toutes les autres orientations sexuelles et identités de genre minoritaires)

ENGIE a signé le 6 décembre 2017 la Charte d'Engagement LGBTQ+ de L'Autre Cercle. En octobre 2020, en France, ENGIE a publié le guide pratique "LGBTQ+, comprendre pour agir ensemble" afin de sensibiliser à la question LGBTQ+ dans l'entreprise. ENGIE a participé à l'édition 2020 des 95 Rôles Modèles LGBTQ+ & Allié.e.s au Travail en France de L'Autre Cercle. Deux collaborateurs y ont été nommés dans la catégorie Rôles Modèles LGBTQ+ leaders et Allié.e.s Dirigeant.e.s. En 2021, ENGIE a renforcé ses actions en faveur de la diversité et de la lutte contre les discriminations avec :

- le lancement de *Friends*, le réseau des collaborateurs.rices LGBTQ+ et allié.e.s du Groupe ;
- l'édition d'un nouveau guide, à la maille monde *Understand each other to better act together* ;
- la formation de 150 salariés en Ressources Humaines en France ;
- la mise à disposition d'un catalogue de formation/sensibilisation à destination des comités de direction, des managers, des instances représentatives du personnel (IRP), de tous collaborateurs ;
- la participation pour la deuxième fois aux "Rôles-Modèles" de L'Autre Cercle avec deux candidatures présentées.

En 2022, ENGIE North America a ainsi été primé pour la 2^e année consécutive par le *Human Rights Campaign* (note 95/100). Les actions mises en place aux États-Unis afin d'améliorer l'égalité de traitement des collaborateurs LGBTQ+ ont été récompensées.

À l'international

ENGIE a organisé en 2023 un événement international sur les identités de genre en entreprise. Co-conçu par le réseau LGBTQ+ du Groupe, *Friends*, ce webinar a rassemblé plus de 500 participants, en ligne et en présentiel. Animé par le partenaire Têtu Connect, il a montré de façon pédagogique la réalité du sujet chez ENGIE par des témoignages de collaborateurs et des Allié.e.s, sous le patronage de Jean-Sébastien Blanc, Directeur des Ressources Humaines du Groupe. A cette occasion, ENGIE a édité le premier guide Monde "Cultiver les identités de genre en entreprise", co-construit avec des entités américaines et françaises.

L'inclusion des personnes LGBTQ+ a également fait l'objet de nombreuses prises de parole et sensibilisations à l'occasion des "U.Camps" organisés par ENGIE University, dans les régions d'Amérique du Nord, Amérique du Sud, en Europe et en France.

En France

Dans le cadre de son partenariat avec l'association "L'Autre Cercle", ENGIE a contribué à la rédaction du guide Visibilité ou Invisibilité des Lesbianes au Travail (VOILAT).

Les collaborateurs d'ENGIE ont la possibilité tout au long de l'année de participer à des dîners-débats organisés par Têtu Connect afin de mieux comprendre les problématiques liées à l'inclusion des personnes LGBTQ+.

Par ailleurs, la Fondation ENGIE soutient par son action de mécénat des soirées caritatives au profit de la recherche sur le VIH/SIDA et permet au réseau de collaborateurs LGBTQ+ du groupe, *Friends*, d'y participer.

3.4.2.4.4 Origines

La dimension "Origines" est une des dimensions prioritaires de la nouvelle politique *Be.U@ENGIE*. Elle recouvre des problématiques de diversité et d'inclusion relatives à l'origine ethnique, sociale, à la religion, mais aussi aux parcours éducatifs et professionnels atypiques, aux migrants et aux réfugiés.

Tandis que la dimension "origine sociale" est depuis longtemps traitée en France, la dimension "origine ethnique" est quant à elle récente dans le Groupe.

Origine ethnique

Débutés fin 2023, les premiers travaux du Groupe ont consisté à réunir deux fois une dizaine de salariés de tous les âges exposés dans leur vie professionnelle à des problématiques de discrimination ethno-raciale ou de racisme. Ces ateliers ont permis de libérer la parole dans un cadre sécurisé. Ont également participé les deux experts Marwan Mohammed, sociologue et chercheur au CNRS et Tara Dickman, fondatrice de l'association *Le Next Level*. Ces derniers ont partagé leurs pratiques en France et aux États-Unis, ainsi que des benchmarks d'autres entreprises. De premières pistes d'actions ont été ébauchées autour du recueil des données et de la mesure, de la sensibilisation, et de l'engagement du Groupe à afficher une tolérance zéro envers toute forme de racisme et de discrimination ethno-raciale.

Origine sociale

ENGIE est un acteur historique de l'insertion sociale, avec à son actif de nombreuses actions dans le cadre de l'origine sociale, qu'elles ciblent les jeunes (Section 3.4.2.4.1) ou d'autres populations.

ENGIE fait partie du "Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive", et est également sponsor du Groupe de Travail en faveur de l'apprentissage et de la formation professionnelle. Dans ce cadre, de nombreuses actions sont organisées avec les autres entreprises du Collectif pour rapprocher les personnes éloignées de l'emploi des entreprises et encourager leurs collaborateurs à devenir mentors.

Par exemple, une des entités du Groupe, ENGIE Solutions, reconduit chaque année deux actions phares :

- elle accompagne depuis 2012 avec ses partenaires pédagogiques et l'Agence d'Outre-Mer pour la mobilité (LADOM) des jeunes qui se forment en alternance dans le cadre de son "Programme Ultra Marins" (Polynésie, Nouvelle-Calédonie, Réunion et Guyane) ;
- avec l'APAVE et Pôle Emploi du 95, elle agit en faveur de la féminisation des métiers techniques via le programme "Energie Mixité". Dans ce cadre, des femmes sont accueillies en immersion dans l'entreprise pour leur permettre de valider en 9 mois de formation, un titre professionnel de technicien de maintenance CVC (Chauffage, Ventilation, Climatisation). Chaque année, une femme de la promotion devient "rôle modèle" pour agir en faveur de la reconversion des femmes dans les métiers techniques.

Diversité religieuse

Le Groupe a édité en 2019 pour la France un guide "Repères pour les managers" leur permettant de découvrir différentes religions, le cadre législatif français et les bonnes pratiques pour gérer certaines situations au quotidien.

En 2023, Storengy France a fait le choix d'organiser des sensibilisations sur la mixité sociale, culturelle et religieuse à destination de ses salariés au siège, pour environ 200 salariés.

Pour les salariés sur sites de stockage, des saynètes ont été animées et 40 salariés sur site ont été sensibilisés aux stéréotypes et au racisme.

3.4.3 LES POLITIQUES D'ATTRACTION ET DE DÉVELOPPEMENT DES RESSOURCES HUMAINES

Afin de conduire des politiques et des actions de développement appropriées, ENGIE se dote d'une approche forte par les compétences. Elles sont pilotées à travers un processus de gestion prévisionnelle des emplois et des compétences (*Strategic Workforce Planning*). En lien avec les prévisions industrielles et financières, cette démarche permet d'obtenir une cartographie quantitative et qualitative à trois ans des compétences stratégiques et distinctives. Chaque entité Métiers du Groupe doit s'en doter pour avoir la capacité de mettre en place sa stratégie, et de déployer des plans d'action associés. Cette vision s'organise autour du référentiel des *ENGIE Jobs*. Il recense, suivant une approche d'amélioration continue, plus de 300 métiers repères et des compétences associées à chacun, permettant :

- d'anticiper les volumes et les profils de recrutement par métier et géographie du Groupe ;

- de déployer les plans de formation adaptés aux besoins en compétences sur les métiers critiques d'avenir ;
- de préparer les parcours de carrière adaptés pour répondre aux enjeux émergents.

Ces données sont consolidées au niveau du Groupe. Elles permettent de construire une vision globale sur les évolutions des métiers et compétences, en particulier sur :

- les technologies matures (éolien, solaire) ;
- les nouvelles technologies (stockage d'électricité par batterie, gaz verts) ;
- les compétences transverses (santé-sécurité, *data*, digital, gestion des risques).

3.4.3.1 Recrutement et marque employeur

3.4.3.1.1 Recrutement : stratégie et objectifs

La stratégie de recrutement est alignée avec la raison d'être d'ENGIE et la transition vers une économie neutre en carbone. Elle fait face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente.

La politique *Talent Acquisition*, initiée en 2020 autour de cinq grands principes, est le fer de lance de cette stratégie. ENGIE a ainsi fait évoluer ses méthodes, a renforcé la professionnalisation de ses équipes RH et cultivé son agilité. Le Groupe continue de développer des partenariats stratégiques avec LinkedIn, Indeed et Glassdoor à l'échelle globale et a engagé un travail de rapprochement fort entre la marque employeur et la politique de recrutement.

En 2023, la filière recrutement a surtout été marquée par le déploiement du nouvel outil digital de recrutement SEZAME. Ce dernier apporte à la filière et au métier, plus de visibilité sur les candidats, renforce la culture du *feedback* et permet d'améliorer l'expérience candidat. Ce nouvel écosystème RH est crucial pour faire évoluer les pratiques et les process de recrutement.

Le Groupe poursuit également ses efforts pour renforcer la performance des recruteurs de la filière par un programme de formation "Permis de recruter" à l'intention des 200 recruteurs du Groupe. En 2023, 80 recruteurs ont suivi le parcours. Cette

formation se poursuivra en 2024 et sera proposée à chaque nouveau recruteur d'ENGIE. Cette formation a été également adaptée pour les managers avec un déploiement initié en 2023.

À fin 2023, au périmètre Monde, 16 195 recrutements ont été réalisés contre 16 974 en 2022. Ces recrutements ont baissé de 4,6% par rapport à 2022 (-779 embauchés) et répondent aux enjeux d'acquisition des nouvelles compétences et de maintien du savoir-faire technique existant, dans un marché des Talents toujours plus en tension.

Ces recrutements permettent d'accompagner la transformation engagée par le Groupe et évoluent différemment selon les pays, les activités et les catégories socioprofessionnelles. En France, 6 895 salariés ont été embauchés dont 3 901 en CDI et 2 994 en CDD.

À l'international, les recrutements s'élèvent à 9 300 en 2023, dont 6 894 en CDI et 2 406 en CDD (ou contrats équivalents), avec une progression remarquable en Amérique du Nord et Amérique du Sud.

70% des recrutements concernent les métiers des domaines techniques, d'ingénierie et de *business development*.

Le recrutement des managers a aussi évolué à la hausse de 13,6% avec 3 936 managers embauchés en 2023, dont 1 401 femmes managers représentant 35,6% de cette population. Au total, les femmes représentent 29% des recrutements avec 4 705 femmes embauchées en 2023.

GRI 401-1	2023							2022	2021
	Renouvelables	Infra-structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Recrutement CDI	627	1 226	6 265	1 521	78	1 078	403	10 795	11 085
Femmes	199	398	1 412	406	6	482	159	2 903	2 323
Hommes	428	828	4 853	1 115	72	596	244	7 892	7 118
Recrutement CDD (1)	359	789	2 601	1 184	0	467	160	5 400	6 082
Femmes	163	340	663	377	0	258	80	1 801	1 929
Hommes	196	448	1 938	807	0	209	80	3 598	4 153
TOTAL	986	2 015	8 866	2 705	78	1 545	563	16 195	16 974
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) Alternants inclus.

3.4.3.1.2 Marque Employeur

Le développement d'une marque employeur attractive et cohérente avec les implantations et les besoins de recrutement du Groupe, est un enjeu majeur.

Dans l'enquête interne *ENGIE&Me*, 84% des employés recommanderaient ENGIE comme employeur, soit un niveau plus élevé que le benchmark *Energy & Utilities*.

Le début d'année 2023 a été marqué par le déploiement d'un kit de communication marque employeur ENGIE sur son écosystème digital. Un nouveau site relatif aux carrières des salariés a été développé depuis mars 2023, "*ENGIE Jobs - Découvrez nos offres d'emploi*", ainsi que la page Vie d'Entreprise d'ENGIE sur LinkedIn et les pages Monde d'Indeed et Glassdoor.

En 2023, ENGIE est présent dans les classements suivants :

- ENGIE gagne deux places par rapport à 2022 et atteint la 16^e place des marques françaises les plus valorisées (*Brand Finance*) ;
- En France, au travers de l'index RSE d'Universum publié en janvier 2023, les étudiants BAC+5 mettent en avant les entreprises qu'ils jugent les plus engagées et mobilisées. Pour cette cible, ENGIE se positionne 8^e sur 61 entreprises du CAC 40 et d'anciennes "scale-up" reconnues pour leur attractivité. Le Groupe arrive 2^e en matière d'engagements environnementaux.

En 2023, ENGIE est positionné dans les classements Universum comme suit :

- BAC+2/3 : 13^e place (contre 11^e en 2022) auprès des étudiants et 12^e auprès des expérimentés. Cette attractivité est encore meilleure auprès de ses cibles prioritaires en terme d'études et de secteur d'activité ;
- Etudiants ingénieurs BAC+4/5 : 21^e place

L'Usine Nouvelle puis Le Figaro ont mis en avant la dynamique de recrutement 2023 en France d'ENGIE, qui se place respectivement 6^e et 10^e des entreprises qui recrutent en France.

Dans le Palmarès Employeur de Capital, publié début 2023, deux filiales du groupe ENGIE arrivent dans les 30 premières entreprises, GRTgaz (2^e) et GRDF (21^e). ENGIE apparaît dans la catégorie Energie (5^e) tout comme d'autres filiales du Groupe comme la CNR (6^e) et CPCU (8^e).

A l'échelle internationale, ENGIE bénéficie d'appréciations favorables et de notes élevées : 3,98 sur Glassdoor et 3,7 sur Indeed, en augmentation depuis la mise en place d'actions de modérations depuis l'été 2023.

3.4.3.1.3 Intégration des nouveaux collaborateurs ("Onboarding Path")

L'engagement des collaborateurs commence dès qu'ils rejoignent ENGIE : les premiers jours, les premières semaines et les premiers mois sont déterminants pour fidéliser, renforcer l'esprit d'équipe et développer un sentiment d'appartenance et de fierté à l'égard du Groupe et de leur entité. Les nouveaux collaborateurs prennent conscience que rejoindre une entité d'ENGIE où qu'elle se trouve dans le Monde, c'est rejoindre un Groupe dont l'ensemble des activités contribue à une stratégie commune de décarbonation et que leur action s'inscrit au centre de ce modèle.

A ce titre, ENGIE a développé en 2023 un parcours d'intégration ("Onboarding Path") qui vise à créer une expérience commune ONE ENGIE et positive au moment de l'accueil et de l'intégration de tous.

Ce parcours fournit en onze langues :

- aux nouveaux arrivants : les éléments fondamentaux liés à la stratégie du Groupe et la culture ONE ENGIE (voir Section 3.4.1.1.2) ;
- aux RH et aux managers : les éléments clés communs de l'expérience d'intégration au sein du Groupe et certaines bonnes pratiques développées par les entités ;
- à tous, la possibilité d'utiliser un jeu de plateau "Transition Makers' Journey", en version physique ou digitale pour découvrir ou approfondir sa connaissance d'ENGIE. Les différentes dimensions du *serious game* parcourent la chaîne de valeur intégrée d'ENGIE, sa présence géographique internationale, ses objectifs stratégiques, ainsi que les forces et risques associés.

Ces outils viennent en complément des expériences d'intégration déjà déployées au niveau local dans les entités.

3.4.3.1.4 Attractivité du Groupe et Emploi des jeunes

L'implantation de la Marque ENGIE et de la Marque Employeur se poursuit en France et à l'international avec une notoriété variable selon les pays. Soit les pays utilisent les ressources et

l'écosystème fournis par le Groupe pour diffuser et renforcer localement la marque employeur, soit ils adaptent ces mêmes ressources à leurs besoins en fonction du marché.

Les campagnes de visibilité et de recrutement, soit menées conjointement par le Groupe et les pays, soit impulsées par des initiatives locales, concourent à renforcer l'attractivité du Groupe auprès de tous les Talents.

Au niveau territorial, les équipes s'appuient sur des Communautés d'Ambassadeurs (Techniciens, Alumni, Young Professional Network, Femmes), pour attirer, recruter et fidéliser les populations cible.

En France, l'accent a particulièrement été porté sur l'Emploi et l'Employabilité des Jeunes, à travers notamment le Programme Alternance, le Centre de Formation d'Apprentis d'ENGIE, l'accueil de Stagiaires, y compris ceux de 3^{ème} au Collège.

Renforcer l'accueil et l'intégration de Jeunes Talents, permet d'atteindre trois objectifs :

- la féminisation des équipes ;
- le recrutement sur les nouveaux métiers et ceux en tension ; et
- plus globalement, à davantage de Diversité et d'Inclusion (Jeunes éloignés de l'emploi, handicap, etc.).

3.4.3.1.5 Relations académiques

Pour consolider sa position de leader et attirer les jeunes talents les plus prometteurs, ENGIE s'investit pleinement dans des relations académiques stratégiques. Ces relations sont essentielles pour promouvoir ENGIE auprès d'un public clé : les étudiants des grandes écoles d'ingénieurs, de commerce et universités. Les partenariats académiques servent de tremplin pour les jeunes talents, reflétant l'avenir et les ambitions d'ENGIE, tout en répondant à des besoins cruciaux en termes de compétences professionnelles et de *leadership*.

En 2022, ENGIE a adopté une stratégie et une politique axées sur les valeurs de diversité, d'inclusion, d'équité et de parité, en mettant un accent particulier sur les métiers techniques en ingénierie. Les relations académiques se sont enrichies avec la création d'une communauté d'ambassadeurs et d'Alumni, chargés de véhiculer l'image d'ENGIE et de promouvoir la parité, notamment à travers la communauté *Change MakHers* du programme *Fifty-Fifty*. Des actions de communication ciblées, comme des tournages avec *JobTeasers* et la participation à des congrès régionaux et nationaux de Junior-entreprises, ont renforcé l'attractivité de la marque employeur d'ENGIE.

Ces initiatives académiques s'accompagnent d'une attention particulière portée à la diversité et à l'égalité des chances notamment dans les écoles d'excellence. Des partenariats avec des institutions telles que l'ESSEC, Ponts et Chaussées ou Polytechnique ont été établis, avec la nomination d'une marraine dans un rôle de *leadership* et la création d'une fresque de la diversité, ou encore avec des financements de bourses. Des actions de sensibilisation et d'orientation sont également opérées dans les lycées et collèges en présence d'experts d'ENGIE.

ENGIE noue des relations privilégiées avec de nombreuses écoles cibles : Centrale Supélec, IFPEN / IFP School, Mines ParisTech, Polytechnique, Arts et Métiers ParisTech, INSA Lyon, Mines Nancy, Centrale Lyon, Ecole des Ponts ParisTech, IDE Paris, CY Tech (ex EITS), ESTP, CESI Ecoles d'Ingénieurs, Telecom Paris, IMT Atlantique, INP Grenoble, EFREI, HEC, ESSEC, ESCP, INSEAD, KEDGE, Audencia, NEOMA, Grenoble EM, EM LYON, SKEMA, EDHEC, MBS (Montpellier Business School), ESG (Paris / Bordeaux / Toulouse), Université Paris 1 Sorbonne, CY Cergy Paris Université, Université Paris Dauphine, Sciences Po, IAE, Université Paris Saclay, Ecole 42, EPITA, EPITECH, ENSIMAG. Ces partenariats donnent la possibilité aux étudiants de rejoindre l'aventure ENGIE grâce à l'alternance, aux stages et à l'accueil de doctorants ou d'études spécifiques.

Exemples de partenariats sur le plan international :

- Universités partenaires aux Etats-Unis :
 - Université Howard : cette université historiquement destinée à des étudiants afro-américains (HBCU) est reconnue pour son engagement envers la diversité ;
 - Université de Houston : cette université est reconnue pour la diversité de sa population étudiante ;
 - Boston University : cette université a un partenariat commercial avec ENGIE North America, incluant un engagement à embaucher deux stagiaires chaque année, mettant en évidence son engagement envers l'éducation et la diversité professionnelle.
- Écoles partenaires en Roumanie : en collaboration avec le Ministère de l'Éducation, quatre collèges, des mairies locales et une ONG, ces écoles s'engagent dans l'éducation duale et l'inclusion dans la technologie et la société.
- École EMI Rabat au Maroc : elle se distingue par son initiative de féminisation, avec 35% de femmes dans sa population étudiante. Le Club des Femmes Ingénieurs de l'EMI, créé en 2009, joue un rôle clé dans la promotion du leadership féminin dans l'ingénierie au Maroc.

Des événements académiques en France et à l'international :

- L'ENGIE Academic Challenge, un événement Groupe international, illustre l'ouverture et l'engagement d'ENGIE en faveur de la neutralité carbone, en rassemblant des étudiants du monde entier. Cette initiative témoigne de la démarche proactive d'ENGIE pour répondre à ses objectifs stratégiques et préempter les talents nécessaires à son développement. Cet événement a fait concourir des étudiants de sept pays en Europe en 2023, à la suite de l'édition France avec 13 grandes écoles françaises en 2022. Le prochain événement aura lieu au Brésil en avril 2024.
- L'écologie-fiction, organisée par ENGIE University lors du U.Camp en 2023, est une approche créative où les participants imaginent des scénarios futuristes pour aborder des défis environnementaux. Ici, étudiants, experts et enseignants ont conçu une ville fictive de 2045, explorant des solutions de décarbonation face aux enjeux environnementaux, sociétaux et économiques. Ce fut un événement stimulant, générant des idées innovantes et une prise de conscience accrue des enjeux climatiques. Une édition a eu lieu à Paris en juin 2023 et une autre à Dubaï en octobre 2023 (avec les écoles suivantes : UOWD, American University of Sharjah, Heriot Watt University, Khalifa University, De Montfort University).

En 2022, ENGIE a mené pas moins de 31 actions Groupe dans des écoles ciblées, veillant à inclure des institutions tant élitistes que moins élitistes, pour renforcer l'inclusion. L'approche des relations académiques a été repensée pour être plus qualitative, avec des indicateurs de performance clairs assurant l'efficacité de ces initiatives.

La participation d'ENGIE au sommet international de l'Alliance For Youth à Bruxelles en septembre 2022 est un exemple supplémentaire de son engagement pour l'emploi, l'employabilité et la formation, illustré par des initiatives innovantes telles que le programme ApprentiSwap.

ENGIE est partenaire premium de la CNJE (Confédération Nationale des Juniors Entreprises). Une Junior-Entreprise est une association pédagogique qui propose des services de conseil aux entreprises. La CNJE regroupe 200 associations pour 25 000 étudiants.

Ce partenariat ne cesse de donner lieu à de belles rencontres et de beaux projets. Il trouve son essence dans un ADN commun : l'engagement sociétal et l'innovation. ENGIE répond aux besoins des étudiants Junior-Entrepreneurs en les accompagnant dans leur parcours professionnel et en les formant. En retour, la proximité créée avec cette jeunesse engagée permet au Groupe de rester dynamique et d'être à l'écoute des besoins et des aspirations des étudiants, futurs collaborateurs, clients, fournisseurs du Groupe.

Ainsi, ENGIE se positionne en acteur clé, non seulement dans le secteur de l'énergie, mais aussi dans la formation et le développement des jeunes talents, essentiels à sa croissance future.

3.4.3.1.6 La Communau'Tech : Ambassadeurs Techniciens

Les métiers techniques représentent près de 70 % des besoins en recrutement. Ces métiers sont aujourd'hui en forte pénurie et notamment les métiers de la maintenance, de l'exploitation, de la multitechnique, climatisation, ventilation et chauffage. Afin d'attirer de nouveaux talents dans cette filière, un réseau de Techniciens engagés a été créé depuis cinq ans avec 10 volontaires des différentes entités du Groupe, afin de valoriser leurs métiers et donner envie à d'autres, et notamment des jeunes, de l'exercer.

La Communau'Tech ENGIE est un réseau de Techniciennes et de Techniciens engagés sur le terrain qui œuvrent pour faire rayonner avec passion leur métier, et pour attirer de nouveaux talents. Ce dispositif valorise les Technicien.ne.s et diffuse une image attractive des métiers en tension.

Les Ambassadrices et Ambassadeurs Technicien.ne.s volontaires participent aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe ou par des prescripteurs afin d'expliquer et valoriser les métiers techniques. Ils apportent leurs contributions à des réflexions Groupe, participent à des reportages ou témoignages, des webinaires ou encore des expérimentations. Les membres de la Communau'Tech interviennent auprès des établissements scolaires. Ils sensibilisent les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance des métiers dans la transition vers la neutralité carbone. Enfin, ils participent au recrutement des jeunes de l'Académie de la Transition Énergétique, le Centre de Formation d'Apprentis (CFA) d'ENGIE. Ils expliquent leurs métiers pour susciter des vocations.

La Communau'Tech ENGIE compte aujourd'hui 460 Technicien.ne.s dont 52 femmes (340 en France et 120 dans les filiales européennes dont l'Italie, la Roumanie et la Belgique).

L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs, Ambassadrices, à la maille internationale d'ici fin 2024.

Tous les ans, la Communau'Tech se réunit pour participer à une session de formation, bootcamp, market place et ateliers expérimentiels. Les 3 et 4 juillet 2023, 120 ambassadeurs techniciens ont participé à la session lors du U.Camp organisé à Paris. Les participants y ont vécu des expériences inédites, générant de riches échanges, interactivité et fierté d'appartenance. A l'occasion de cette session, les nouveaux arrivants se voient remettre leurs diplômes d'Ambassadeur Technicien ENGIE par les sponsors de la Communau'Tech, la Directrice adjointe des Ressources Humaines du Groupe et le Directeur général délégué d'ENGIE Solutions.

3.4.3.1.7 Apprentissage

Dans un marché de l'emploi toujours plus en tension, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir et recruter de façon encore plus inclusive.

Dans son "Programme Alternance", ENGIE ambitionne d'atteindre :

- 10% d'apprentis dans les effectifs en CDI et CDD du Groupe en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz à fin 2030 ;
- 50% de transformation en contrats CDI ou CDD dans les filières techniques ou digitales en France.

Cet engagement du Groupe et la forte mobilisation des collaborateurs, au plus près des besoins sociétaux des territoires a porté ses fruits. En effet, le Groupe compte 3 675 jeunes en contrat d'alternance à fin 2023.

En France, ENGIE dénombre 2 406 alternants hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

La représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 8,5% en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz à fin décembre 2023. Ce taux est équivalent à 2022. ENGIE se place comme le premier employeur en nombre et en volume d'alternants dans le secteur de l'industrie et a pour objectif d'atteindre un taux de 10% à fin 2030.

Pour attirer les talents en devenir, des campagnes de visibilité et de recrutement ainsi que des actions de recrutement inclusives ont été menées.

L'accompagnement au travers d'actions de formation pour les tuteurs, clés pour la réussite du dispositif (plateforme TUT'OR) ainsi que pour la Communauté des alternants (*Young Talent Community*) concourent à la professionnalisation. Ainsi ENGIE travaille depuis toujours en grande proximité avec les Grandes Ecoles, les Universités et les Centres de Formation d'Apprentis (CFA).

Enfin, le Groupe se mobilise pour l'emploi des jeunes en organisant chaque année le "mercato" des sortants (site internet dédié, journées emplois) pour favoriser la mobilité interne ainsi que le recrutement en CDI, CDD ou en VIE. De façon concomitante, un dispositif externe (plateforme Engagement Jeunes) permet de positionner les volontaires dans un vivier qualifié, mutualisé avec les partenaires du "Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive".

3.4.3.1.8 Centres de Formation d'Apprentis (CFA)

En France, ENGIE a ouvert en novembre 2020, son propre CFA, "l'Académie de la transition énergétique". À taille humaine, l'Académie accueillera plus de 400 étudiants d'ici fin 2024. Implanté en Ile-de-France et dans plusieurs régions (Auvergne-Rhône-Alpes, Occitanie, Provence-Alpes-Côte d'Azur, Hauts-de-France, Nouvelle-Aquitaine et Pays-de-la-Loire), le CFA propose des formations diplômantes du Bac pro à la licence pour les jeunes de 16 à 29 ans et pour des adultes en reconversion professionnelle. En partenariat étroit avec des organismes de formation, reconnus pour leur professionnalisme et leur savoir-faire, ces cursus ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers les métiers d'avenir du Groupe.

3.4.3.2 La Formation et le Développement

Le Groupe offre à ses collaborateurs des opportunités de développer leurs compétences à travers des programmes de formations, des parcours de carrières et des actions de développement personnel. Cela permet de développer l'employabilité en adaptant les compétences aux évolutions des métiers et des technologies. La transition écologique et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle, transforment les métiers des collaborateurs. Elles créent également des tensions en matière de personnel qualifié dans les nombreuses activités classiques ou émergentes du Groupe. Pour y faire face, ENGIE conduit une stratégie sociale de montée en compétences selon trois axes : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service des quatre grands métiers et enfin des objectifs de formation professionnelle pour tous les collaborateurs. Elles sont conduites avec la volonté de favoriser l'enrichissement des tâches, le renouvellement des expériences, la prise en compte des initiatives des collaborateurs et leur responsabilisation. Cela favorise leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité, au service de la pérennité des activités du Groupe. Cette stratégie est inscrite dans une politique de formation et développement déployée depuis 2017.

3.4.3.2.1 Formation : ambition 100%

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour la compétitivité et la performance du Groupe, ainsi que pour sa capacité à déployer sa stratégie. ENGIE poursuit depuis février 2020 son objectif extra-financier visant à former 100% des

Outre les formations académiques dispensées, l'Académie propose à ses alternants des modules complémentaires 100% digitaux contextualisés ENGIE. Grâce à la réalité virtuelle, elle travaille également à la conception de modules de formation liés aux enjeux du Groupe sur la santé-sécurité au travail. Des casques de réalité virtuelle sont en cours de déploiement dans toutes les classes afin de former les alternants à la sécurité électrique et à la consignation.

Le Groupe s'est également mobilisé pour identifier, former et valoriser les tuteurs, acteurs clés dans la réussite de l'intégration des alternants. Des journées de formation, d'intelligence collective et d'échanges de pratiques sont organisées dans plusieurs villes de France. Elles regroupent les tuteurs volontaires de l'ensemble des entités du Groupe et leur donnent l'occasion de monter en compétence et d'échanger sur leur fonction de tuteur et les relations avec les jeunes.

Dans le cadre de la valorisation des métiers techniques du Groupe et de sa fonction de soutien au *sourcing* de candidats, le CFA organise des *Tech Days* dans différentes régions de France. Ces journées permettent de présenter aux jeunes des établissements de formation l'ensemble des métiers du Groupe. Elles sont également ouvertes à un public extérieur en vue de générer des candidatures qualifiées.

Le CFA d'ENGIE a également mis en place des parcours de prépa-apprentissage. Ils sont destinés à l'accueil de jeunes sans diplôme ni qualification pour un parcours de sept semaines au sein du Groupe. Outre des modules de remise à niveau académiques, les jeunes peuvent découvrir les métiers de la maintenance, rencontrer des Ambassadeurs-techniciens, visiter des sites ENGIE et échanger avec différents intervenants (police nationale, RATP, CRIPS, etc.) dans le cadre d'une formation à la citoyenneté. Ils sont également accueillis pendant trois semaines dans l'une des entités du Groupe pour un stage de découverte et d'observation en vue de la signature d'un contrat d'apprentissage. Ces parcours ont abouti à un taux de sorties positives de 60% (entrée en emploi ou en formation, contrat d'apprentissage, POEC, etc.).

collaborateurs à horizon 2030. Pour cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences, qui met en exergue des compétences prioritaires par population et les besoins clés de formation associés. Cette stratégie s'est traduite en 2022 par la mise en place d'une gouvernance *Learning* et la création d'une instance trimestrielle décisionnaire sur le *Learning*. Elles regroupent les dirigeants de la Formation au niveau des *Global Business Unit* et des régions du Groupe, visant à s'aligner et prioriser les besoins en compétences des collaborateurs. En 2023, les efforts se sont concentrés sur la mise en place du *Learning Management System* (LMS) Groupe en termes de stratégie, gouvernance, process et communication. Le LMS sera déployé en début d'année 2024 pour les collaborateurs du Groupe, et permettra notamment de piloter plus strictement le déploiement des formations obligatoires du Groupe.

Dans ce cadre, ENGIE a identifié en 2023 trois formations obligatoires à réaliser en *e-learning* par l'ensemble des collaborateurs sur les sujets de santé-sécurité, d'éthique et de Cybersécurité. Le Groupe a également rendu obligatoire deux nouveaux programmes de formation pour les cadres, pour maîtriser la stratégie d'ENGIE mais également les moyens de l'exécuter via les *ENGIE Ways of Leading* ("EWOL"). À partir du second semestre 2023, un parcours managérial destiné à l'ensemble des cadres (*Management Path*) est également déployé à l'échelle internationale pour renforcer la culture et les compétences managériales et *leadership* des cadres du Groupe. Il permet de s'adapter aux besoins des cadres, en fonction de leur expérience managériale. Le déploiement est confié à ENGIE University.

En complément de la priorisation de compétences clés et du développement des académies Métiers des *Global Business Unit*, ENGIE s'attache à infuser une culture *Learning*. De plus, ENGIE cherche à permettre des opportunités d'apprentissage régulières, en favorisant la flexibilité des modalités d'apprentissage. En 2021, le Groupe s'est équipé d'une plateforme de *Mobile Learning*. Celle-ci facilite l'accès pour les collaborateurs à des modules de formation sur des fondamentaux *Business* et Culture Groupe tels que la santé-sécurité, l'hydrogène ou la sobriété énergétique. L'emphase sur cette modalité est telle que la formation obligatoire sur la stratégie du Groupe à destination des cadres du Groupe est hébergée sur cette plateforme mobile.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 86,1% de ses collaborateurs en 2023.

3.4.3.2.2 ENGIE University

ENGIE University accompagne depuis plus de 15 ans le développement professionnel et personnel des collaborateurs, en particulier cadres et *managers*. Elle est, en plus d'un centre de formation certifié Qualiopi, un lieu de réflexions stratégiques sur les politiques Learning et Développement Groupe, ainsi que sur les sujets Compétences d'aujourd'hui et demain.

Depuis 2021, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la nouvelle stratégie du Groupe. En 2023, en complément des programmes de la *Sustainability Academy*, ENGIE University a notamment créé des parcours de formation courts en *e-learning* sur les *ENGIE Ways of Leading* et la stratégie *ONE ENGIE*. Des jeux de société ont aussi été conçus pour faciliter l'intégration (*Onboarding Path*) et l'engagement des collaborateurs (voir section 3.4.3.1.3). Des *Sustainability Learning Days* ont également été organisés sur 48 heures en continu à l'automne 2023, permettant à l'ensemble des collaborateurs du Groupe, indépendamment du fuseau horaire, de participer à l'événement en tant que formateur ou apprenant. Au total, ce sont plus de 1 300 personnes qui ont participé à des sessions de *Speed Learning*, à des conférences

et des *Learning Expeditions* autour des sujets de transformation *business*, décarbonation des clients et transformation interne.

Toujours fortement marquée par l'hybridité des modes de travail, ENGIE University a fait le choix de conserver des programmes en présentiel et des programmes en version digitale (*e-learning* et classes virtuelles, application mobile *U.learnGO*). Cela permet au plus grand nombre de collaborateurs, partout dans le monde, de pouvoir continuer à se former.

L'année 2023 a été marquée par l'organisation de quatre "*U.Camps*", les campus éphémères et itinérants d'ENGIE University qui rassemblent dans un lieu unique en France ou à l'international, plusieurs centaines de collaborateurs pendant une semaine. Cet événement en présentiel permet de regrouper des collaborateurs d'entités et de métiers variés autour de formations et de moments conviviaux de grande qualité. C'est un levier fort de la culture et de l'engagement chez ENGIE, en même temps qu'une expérience apprenante pour renforcer le sentiment d'appartenance, augmenter la performance et accélérer la transformation du Groupe. Au total, plus de 2 500 personnes ont participé aux sessions de formations, *social events* et *market place* des *U.camps* à Houston, Bruxelles, Paris et Dubaï en 2023.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe depuis 2022 des Académies pour ses quatre *Global Business Unit* et certaines filières (Achats, RH). Ces Académies, pour certaines encore en construction fin 2023, proposent des parcours permettant :

- une amélioration de la professionnalisation et de l'excellence opérationnelle des collaborateurs ;
- l'ancrage d'une culture commune ;
- la découverte de métiers du Groupe favorisant le développement de carrières ;
- et la promotion des savoir-faire internes et externes au sein des entités.

Taux de collaborateurs formés

	2023							2022	2021
GRI 404-2	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Taux de femmes formées	94,9%	67,5%	81,8%	95,2%	100,0%	91,1%	86,5%	83,3%	80,3%
Taux d'hommes formés	96,4%	85,5%	85,5%	90,4%	100,0%	82,9%	78,6%	87,1%	82,6%
Taux de collaborateurs formés	96,0%	80,2%	84,8%	91,9%	100,0%	86,5%	81,8%	86,1%	82,0%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Heures de formation

	2023							2022	2021
GRI 404-1	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Nombre total d'heures de formation	190 350	789 671	658 149	392 927	140 933	156 319	45 531	2 328 349	2 126 584
Nb d'heures moyen par personne formée	40	46	19	28	67	18	16	28	28
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	98,6%

Répartition des heures de formation par thème

	2023							2022	2021
GRI 404-1	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Techniques des métiers	33,3%	32,7%	33,8%	43,0%	63,7%	28,6%	33,8%	36,5%	41,7%
Qualité, sécurité, environnement,	42,5%	16,7%	44,0%	31,1%	27,2%	9,9%	8,7%	29,0%	30,8%
Langues	6,6%	1,0%	2,3%	1,0%	0,1%	11,9%	11,4%	2,4%	2,3%
Management, développement personnel	12,2%	7,7%	9,9%	10,4%	0,0%	32,9%	31,2%	10,1%	17,8%
Autres	5,3%	41,9%	10,1%	14,4%	9,0%	16,7%	14,8%	22,0%	7,4%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.4.3.3 La politique Talents

La politique Talents du Groupe contribue à la performance d'ENGIE en développant son capital humain.

Elle s'adresse à l'ensemble des collaborateurs et a pour objectif d'anticiper les besoins de compétences, de sécuriser les positions clés et de renforcer la fidélité des collaborateurs.

Les évolutions économiques, sociales et environnementales ont impacté à la fois les besoins de l'entreprise et, pour les collaborateurs, les façons de travailler, le rapport au travail ainsi que les leviers de motivation et d'engagement. Pour y faire face, ENGIE mise sur la qualité de "l'expérience talents" que vit le collaborateur, dès le recrutement et durant sa carrière au travers de :

- un cycle Talent qui encourage des points réguliers entre *manager* et collaborateur durant l'année :
 - un entretien de performance pour faire le bilan de l'année écoulée, tant sur le "Quoi" (ce qui a été réalisé) que sur le "Comment" (comment cela a été réalisé, en particulier au regard des valeurs du Groupe, EWOW et EWOL), accompagné de la fixation des objectifs pour l'année à venir. Les résultats de cet entretien alimentent la campagne annuelle de rémunération ;
 - un entretien de développement pour identifier les besoins de développement des compétences, dans l'emploi actuel ou pour préparer les prochaines évolutions de carrière et formaliser le plan de développement individuel ;
 - un entretien de mi-année pour vérifier le bon avancement des objectifs et ajuster au besoin ;
 - en complément, un entretien de carrière est possible entre le collaborateur qui le souhaite et son RH, pour préciser un souhait de mobilité ou préparer les prochaines étapes de carrière.
- une approche *bottom up* d'identification des positions clés au sein du Groupe, de sécurisation des plans de succession et de détection des hauts potentiels, depuis les entités vers les instances dirigeantes du Groupe. La campagne de "People & Position Review" 2023, menée dans les pays, puis au niveau des régions, a ensuite été consolidée par métier et par fonction. Elle permet de travailler de manière transversale à l'identification de plus de 3 000 positions clés du Groupe d'une part, et de plus de 6 000 talents ayant le potentiel d'occuper ces positions, d'autre part ;
- des trajectoires professionnelles personnalisées qui répondent aux besoins du Groupe en favorisant notamment la

transversalité, qui intègrent les aspirations des collaborateurs et qui s'appuient sur la diversité des métiers et implantations géographiques du Groupe. Un pilote a été lancé en 2023 au sein de deux GBU et d'une fonction support pour vérifier l'opérationnalité de la démarche Parcours de Carrière et préparer une généralisation en 2024 ;

- des plans de développement individualisés s'appuyant sur des outils communs (*mentoring*, *feedback*, questionnaires de personnalité, mobilités de courte durée, formations, etc.) et des programmes spécifiques proposés dans la durée, notamment aux Talents identifiés comme ayant le potentiel d'occuper des postes de *Global leaders* ou des positions clés du Groupe (le programme *Boost*) ;
- Une démarche transverse de développement du *leadership* des experts du Groupe, ExpAND.

3.4.3.3.1 Stratégie Talents : un véritable enjeu pour développer et retenir les Talents du Groupe

En 2023, le Groupe enregistre une baisse des départs de 12,7% : 9 186 départs contre 10 528 en 2022. Les actions de fidélisation et de management des Talents ont permis de limiter les impacts conjugués des évolutions du contexte économique et de la pénurie de compétences. Le taux de démission est en baisse de 1,2 points pour atteindre un taux global de 5,4% pour le Groupe. Il reste plus marqué à l'international avec un taux de démission de 11,4% en AMEA et de 9% en Amérique du Nord. En France, le taux de démission se réduit encore, pour atteindre 3,7%.

Une attention particulière a également été portée sur l'évolution des taux de démission des cadres. La réduction du taux de démission est plus importante pour cette catégorie (-2 points contre -1,2 points pour tous les collaborateurs). Les plans d'actions spécifiques identifiés l'an dernier, qui, adaptés aux besoins individuels ou plus collectifs, semblent avoir porté leurs fruits et sont poursuivis. Ils visent en particulier à :

- renforcer la capacité des managers à détecter, développer et retenir leurs collaborateurs ;
- proposer des actions rapides en réaction aux évolutions du marché ;
- améliorer l'expérience collaborateurs dans toutes les étapes de leur parcours lorsque cela est nécessaire ;
- suivre et anticiper l'évolution des tendances localement.

	2023							2022	2021
GRI 401-1	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Départs	285	953	5 460	1 669	84	735	218	9 186	10 528
Retraites	42	452	449	168	66	66	13	1 243	1 325
Démissions	159	243	3 378	955	13	451	163	5 199	6 275
Licenciements	84	258	1 633	546	5	218	42	2 744	3 257
dont ruptures conventionnelles	35	55	373	253	0	87	25	803	1 185
Taux de démission	3,2%	1,1%	8,0%	6,0%	0,6%	4,5%	4,7%	5,4%	6,5%
Taux de turnover*	4,9%	2,3%	11,9%	9,4%	0,9%	6,7%	5,9%	8,2%	8,4%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

* Hors retraites.

	2023							2022	2021
GRI 403-2	Renou- velables	Infra- structures	Energy Solutions	Flex Gen & Retail	Nucléaire	Autres	Dont GEMS	Groupe	hors EQUANS
Taux d'absentéisme	4,7%	7,8%	6,0%	6,6%	5,7%	5,5%	6,5%	6,4%	6,6%
Taux d'absentéisme maladie	1,9%	3,4%	3,0%	4,2%	4,7%	1,8%	2,0%	3,2%	3,2%
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

3.4.3.3.2 Management des carrières (Career Paths)

Le management des carrières est un élément clé de la stratégie RH du Groupe afin d'optimiser notamment la rétention des talents dans le Groupe. Pour répondre à l'évolution des besoins de compétences du Groupe et aux attentes des collaborateurs, il est nécessaire de mieux anticiper le développement des compétences et de donner plus de visibilité sur les évolutions de carrière possibles au sein du Groupe.

Les différents axes de travail qui ont été renforcés en 2023 sont :

- les plans de succession pour les positions clés du Groupe, pour mieux adapter les plans de développement ;
- la communication sur des exemples de parcours au sein du Groupe, pour inspirer ;
- la définition des expériences et compétences attendues pour quelques postes clés du Groupe, pour plus de transparence.

Le Groupe a défini en 2023 des règles communes et un cadre de référence dans lequel les *Global Business Unit* peuvent organiser les évolutions de carrière et aussi créer de la transversalité entre les différentes GBU selon les besoins du Groupe, à tous les niveaux de l'organisation.

Le lancement du nouveau SIRH du Groupe, a permis d'optimiser l'intégration de fonctionnalités liées aux parcours de carrière comme la présentation des profils Talents, ainsi que la recherche plus affinée de Talents parmi l'ensemble des salariés.

De nouvelles règles ont pu être par ailleurs partagées aux différentes entités du Groupe afin de proposer des règles communes pour l'accompagnement des salariés dans leur parcours de carrière à court et moyen terme, avec pour objectif d'encourager les collaborateurs à préparer leur future mobilité.

3.4.3.3.3 ENGIE Boost : le programme des futurs leaders

ENGIE Boost est un dispositif qui permet d'identifier, de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel de *leadership* à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles stratégiques du Groupe. Il se compose de trois programmes :

- *Rise!* et *Pulse!* sont gérés au niveau Groupe : sur une durée de 24 à 36 mois, ils préparent les leaders susceptibles de prendre rapidement des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE ;

- un troisième programme, *Up!*, géré par les GBU, les entités et les géographies, bénéficie aux talents susceptibles d'évoluer vers des positions clés du Groupe.

L'intégration dans les programmes *Boost* au niveau Groupe est pilotée par les équipes de la Direction Talents & Diversité. Elles garantissent une démarche cohérente et homogène à travers les *People Reviews* avec les GBU et les fonctions supports. En 2023, le programme *Pulse!* regroupe au total 93 Talents ayant le potentiel de prendre une des 300 positions stratégiques du Groupe lors de leur prochaine mobilité (dont 36,6% de femmes et 43% d'internationaux). Le programme *Rise!* regroupe 197 Talents ayant le potentiel de prendre une des 360 positions stratégiques du Groupe dans deux à trois mobilités (dont 56,3% de femmes et 45,7% d'internationaux).

L'intégration dans les programmes *Up!* est quant à elle pilotée localement, à travers les *People Reviews* des GBU, *hubs* régionaux, filières et entités. Au total 900 talents participent aux programmes *Up!* de l'initiative ENGIE *Boost*.

Ces programmes sont une opportunité offerte aux collaborateurs d'accélérer le développement de leurs compétences de *leadership*, leur connaissance du Groupe et de sa stratégie. Ainsi, cela leur permet d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future vers un poste clé. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse de leaders engagés capables de mobiliser leurs équipes au service de la stratégie du Groupe. En 2023 a eu lieu pour la première fois la *Booster Week*, qui a rassemblé pendant une semaine les participants aux programmes *Rise!* et *Pulse!* autour de programmes de *leadership*, de *marketplace* et de *keynotes*, d'interventions des membres du Comité Exécutif et de séquences de préparation aux prochaines étapes de carrière. Un événement qui a permis à chacun de mieux connaître la diversité du Groupe et la richesse de ses métiers.

3.4.3.3.4 ExpAND : le programme des Experts

Depuis 2020, ENGIE développe le programme ExpAND, qui vise à identifier, développer et reconnaître les experts du Groupe, de manière transversale. Ce programme intervient en complément des programmes spécifiques dédiés au renforcement des compétences techniques dans les domaines clés pour le Groupe, pilotés directement par les GBU.

Le programme ExpAND développe des communautés d'expertise et fait des "ExpANDers" des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe. C'est aussi un programme de développement basé sur la candidature individuelle et la cooptation. Il permet aux experts de développer leurs *soft skills* telles que le *leadership* et la communication. A l'issue des trois premières campagnes, 853 ExpANDers ont été identifiés : 62 Global, 468 Key et 323 Local

dans l'une des 31 lignes d'expertises identifiées, qu'elles soient techniques, technologiques ou fonctionnelles. Les trois niveaux d'experts ont été établis – *Global, Key et Local* – en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition.

Le management de l'expertise étant un sujet clé pour le Groupe, ce programme est actuellement en cours de

recentrage sur les expertises stratégiques du Groupe, en lien avec les besoins *business* et le *strategic workforce planning* et *knowledge management*. Le programme ExpAND redéfini devra permettre d'identifier les experts de manière plus systématique et de renforcer le développement de leurs compétences de *leadership* et de leur parcours de carrière.

3.4.3.4 La mobilité Groupe

Les pratiques de mobilité sont fortement encouragées et valorisées au sein d'ENGIE et une politique Groupe Mobilité définit le socle des sept grands principes de la mobilité au sein du Groupe depuis septembre 2019. La fluidité des ressources et la capacité des salariés à évoluer sont des gages de maintien de leur employabilité et appartenance au Groupe. Ainsi, la mobilité entre *Global Business Unit* et entités est favorisée. Ils sont une condition nécessaire à la transformation et à l'agilité du Groupe. Des comités se réunissent afin de favoriser la correspondance entre les postes et les profils internes ainsi que le suivi sur la plateforme RH interne propre au Groupe.

ENGIE encourage ainsi la mobilité en France et à l'international de l'ensemble de ses talents dans une logique d'accompagnement du plan de carrière de chacun. Ces mobilités peuvent être sur de courtes comme de longues périodes.

Concernant la mobilité internationale, et à titre d'exemple, le Groupe a validé en 2023 :

- une nouvelle politique de missions de courtes durées (de 2 à 12 mois) qui vise à accompagner et encourager les

collaborateurs souhaitant avoir une expérience à l'étranger, notamment pour les jeunes collaborateurs en début de carrière ;

- une segmentation plus précise des mobilités possibles à l'international sur du plus long terme (au-delà de 12 mois), afin d'aligner une variété de *packages* de rémunération et d'accompagnement plus adéquat avec les profils concernés.

ENGIE continue par ailleurs d'exploiter un dispositif efficace, innovant, gagnant-gagnant pour les collaborateurs et pour les managers, *Skill'Lib*. Il s'agit d'une *marketplace* de compétences qui propose des missions de courte durée aux collaborateurs en fonction de leurs compétences acquises ou à développer. Ce dispositif permet de favoriser l'apprentissage par l'expérience pour les collaborateurs. Il permet en même temps aux managers d'avoir accès rapidement à des compétences pertinentes en interne répondant à leurs besoins *business*. Il répond parfaitement au fort besoin de réactivité et d'agilité du Groupe, tant en termes de ressources pour mener des missions ponctuelles, que concernant les besoins de développement des Talents.

3.4.4 CONDITIONS DE TRAVAIL ET DIALOGUE SOCIAL

3.4.4.1 Protection sociale, épargne salariale, rémunération et actionnariat salarié

3.4.4.1.1 Protection sociale et retraite

ENGIE veille à s'inscrire dans les meilleures pratiques des grands groupes internationaux. Le Groupe s'assure de la compétitivité des dispositifs de ses entités au regard des pratiques locales en matière de protection sociale et de retraite. ENGIE veille à la performance des plans de protection sociale et retraite en place dans ses différentes entités, grâce notamment à un outil digital unique permettant la cartographie, le benchmark et l'évaluation des programmes.

La mutualisation et donc l'optimisation des dispositifs sont facilitées. Les entités ont également accès à des réseaux internationaux d'assureurs qui offrent des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

Au sein du périmètre France, ENGIE a signé en juillet 2022 un accord Groupe visant à mettre en place un dispositif assurantiel dit "PERO" (Plan d'Épargne Retraite Obligatoire) commun à l'ensemble des entités françaises du Groupe. Le PERO Groupe se déploie progressivement depuis 2023 dans la majorité des entités et permet aux salariés de bénéficier d'un complément de rente au moment de leur départ à la retraite. Le PERO est piloté par un comité de suivi paritaire qui réunit annuellement représentants des salariés et Directions des Ressources Humaines et financières du Groupe.

3.4.4.1.2 Programme ENGIE Care

En 2020, ENGIE a lancé son programme ENGIE Care, visant à mettre en place un minimum de protection sociale pour l'ensemble de ses collaborateurs, quels que soient leur statut, leur employeur ou pays d'appartenance.

Le programme ENGIE Care prévoit quatre piliers de protection sociale et un déploiement progressif.

En 2020, les deux premiers piliers ont été déployés partout dans le monde, permettant ainsi à l'ensemble des salariés de bénéficier :

- d'une couverture santé garantissant le remboursement à minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation ;
- d'une protection de la famille ou des proches en cas de décès, via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum.

En 2022, l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la RSE a intégré le programme ENGIE Care parmi les droits sociaux fondamentaux des salariés du Groupe. Il a aussi imposé à l'ensemble des entités du Groupe de mettre en place au plus tard à la fin de l'année 2024, les deux autres piliers du programme ENGIE Care. Cela a ainsi permis de garantir à chaque salarié :

- le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum, en cas d'incapacité totale et permanente de travailler ;
- le maintien de la totalité du salaire pendant quatorze semaines minimum en cas de congé maternité et pendant quatre semaines minimum en cas de congé paternité. Ce pilier Parentalité contribue au renforcement de l'équilibre vie privée/vie professionnelle et de l'égalité des chances entre les femmes et les hommes.

ENGIE Care permet d'élever le niveau de protection sociale des salariés du Groupe et de contribuer à la rétention des collaborateurs et au renforcement de la politique RSE d'ENGIE.

3.4.4.1.3 Politique d'épargne salariale Groupe

3.4.4.1.3.1 Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG). Il regroupe les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée. Il totalise plus de 2 milliards d'euros d'avoirs à fin 2023. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays. Elles permettent aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

3.4.4.1.3.2 Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme une épargne en vue de la retraite grâce à des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO). Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.4.1.3.3 Principes de gestion extra-financiers

Dans le cadre de ces plans, en France, ENGIE ne sélectionne que des sociétés de gestion dont les politiques d'investissement prennent en compte des critères Environnementaux, Sociaux et de Gouvernance (ESG). A ce titre, elles sont toutes signataires des Principes pour l'Investissement Responsable des Nations Unies. De plus, une politique ESG précise a été définie en concertation avec les partenaires sociaux, comme par exemple la création d'emploi et les objectifs de développement durable. La majorité des supports du PEG est désormais classé article 8 SFDR (*Sustainable Finance Disclosure Regulation*). Le PERCOL est intégralement composé de supports articles 8 ou 9 SFDR dont un fonds labellisé ISR (Investissement Socialement Responsable).

3.4.4.1.3.4 Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible est l'un des fonds solidaires dédiés les plus importants du marché français. Ce fonds est labellisé fonds à Impact et vient compléter la gamme des supports de placement du PEG et du PERCOL depuis 2012. Il permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.4.1.4 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et de participation pour le Groupe. Les systèmes de rémunération variable collective sont largement développés dans les filiales. En 2023, le volume global d'intéressement, de participation et d'abondement des salariés des différentes filiales françaises a atteint 167 millions d'euros.

3.4.4.2 Dialogue social

Un dialogue social de qualité est conduit avec engagement au niveau approprié : monde, européen et entreprises. Il a permis de conduire les projets de réorganisation du Groupe de manière constructive et responsable, avec le cas échéant des accords collectifs pour définir les conditions de ce dialogue social et les mesures d'accompagnements des réorganisations.

Au sein d'instances de dialogue nationales, européennes et, depuis 2022, mondiales, et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son ambition sociale. Cette ambition est ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.4.2.1 Instances représentatives, droit d'association et droit syndical

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de trois instances qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel : le Comité de Groupe France, le Comité d'Entreprise Européen (CEE) et le Forum Mondial.

Au niveau de la société ENGIE SA, un accord d'intéressement a été signé le 30 juin 2021 pour une durée de trois ans avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Cet accord prévoit le versement d'une enveloppe de 7,5% des rémunérations principales en cas de dépassement des objectifs (d'ordre financier à hauteur de 4,5% et d'ordre extra-financier à hauteur de 3%). L'accord se distingue notamment par un critère extra-financier lié à la réduction de l'empreinte carbone des collaborateurs.

Le montant versé en 2023 au titre de l'intéressement 2022 est de 16 452 556 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE SA a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2022 conduit à l'absence de versement en 2023.

3.4.4.1.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de plus de 3%, ENGIE se distingue de longue date par une politique d'actionnariat dynamique et innovante. En décembre 2023, ENGIE a d'ailleurs reçu le Grand Prix de l'Indice FAS-IAS (Fédération Française des Associations d'Actionnaires Salariés et Anciens Salariés) pour son programme d'actionnariat salarié LINK. Le détail des titres détenus directement ou indirectement par les salariés est précisé dans la Section 5.4.2.2.

En 2022, ENGIE a organisé une opération d'actionnariat salarié dans 21 pays dans le cadre du programme Link 2022. Dans un contexte géopolitique et économique incertain, près de 25 600 salariés ont témoigné leur engagement fort en faveur du projet du Groupe en souscrivant aux différentes formules proposées. Le volume souscrit représente près de 16 400 000 de titres, soit 0,66% du capital. Afin d'associer les salariés à la croissance du Groupe et partager ces résultats, ENGIE prévoit de renouveler ce type d'opération en 2024 en ajoutant notamment la possibilité d'investir en France au travers de l'intéressement et la participation.

3.4.4.1.6 Actions de Performance et fidélisation à long terme

ENGIE attribue des Actions de Performance qui sont décrites à la Section 4.2.6.

Ces actions dont la période d'acquisition est de trois ans, sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux seuls dirigeants et ENGIE se distingue par une politique d'attribution large.

En 2023, un nouveau plan avec de nouvelles conditions de performance internes et externes a été proposé et sera soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires du 30 avril 2024. Il est prévu que près de 5 200 salariés répartis dans le monde bénéficient de ce dispositif.

3.4.4.2.1.1 Le Comité de Groupe France

Le Comité Groupe France représente les 46 074 salariés du Groupe localisés en France et est composé de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'information et de dialogue avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. Il se réunit deux fois par an.

3.4.4.2.1.2 Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Le CEE est l'instance représentative des 74 831 salariés du Groupe en Europe ; il est composé d'une trentaine de membres. Il contribue à entretenir et renforcer le dialogue social sur les politiques et stratégies du Groupe ; il est également une instance d'information et de consultation sur des projets ou sujets transnationaux. L'instance se réunit en plénière deux fois par an et est appuyée par un Secrétariat qui se réunit une dizaine de fois par an, des groupes de travail et des rapports d'experts.

3.4.4.2.1.3 Le Forum Mondial

Le Forum Mondial est une instance conventionnelle de dialogue social mondial composé de 18 membres représentant les 97 297 salariés du Groupe à travers le monde. Il veille à une représentation équilibrée entre les pays et les zones géographiques dans lesquels le Groupe exerce des activités. Il a pour objectif d'assurer la mise en œuvre effective de l'Accord mondial signé en janvier 2022. Sa première réunion a eu lieu le 8 septembre 2022. Elle a permis d'examiner l'état d'avancement du programme ENGIE *Care* et la réalisation des objectifs définis en matière d'égalité professionnelle, de parité et de formation à l'échelle internationale.

3.4.4.2.2 Accord européen

Outre les accords Groupe en vigueur de niveau mondial, européen et France, cette année a été marquée par la renégociation de l'accord européen régissant le fonctionnement du Comité d'Entreprise Européen. Le CEE d'ENGIE demeure l'instance centrale du dialogue social Groupe, doté de moyens lui permettant de jouer pleinement son rôle.

3.4.5 NOTE MÉTHODOLOGIQUE DE CALCUL DES INDICATEURS SOCIAUX

3.4.5.1 Périmètre de restitution

Les indicateurs publiés dans ce rapport concernent les sociétés dont le contrôle en capital et en management est détenu par ENGIE, soit celles consolidées en intégration globale. Les indicateurs sociaux sont intégrés à hauteur de 100% quel que soit le pourcentage de détention du capital. Le périmètre de restitution est identique à celui de la Direction Financière Groupe. Les données sont présentées par *Global Business Unit*

et *hubs* régionaux issues de l'organisation du Groupe mise en place en 2021. Suite à la cession d'EQUANS en octobre 2022, les données relatives à ce périmètre d'activité sont exclues des indicateurs sociaux publiés en 2021 et 2022. Un taux de restitution est attaché à chaque indicateur, en fonction de l'effectif salarié du Groupe couvert.

3.4.5.2 Méthodes de consolidation

Le contenu du rapport a été élaboré sur la base d'indicateurs sélectionnés de façon à rendre compte des principaux impacts sociaux et sociétaux des activités du Groupe. Le choix des indicateurs s'effectue au regard des standards de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères définis. Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail et de formation sont consolidées par agrégation.

3.4.5.3 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting Social* Groupe (RSQ). Ils sont définis dans un référentiel commun au Groupe consultable sur demande. La collecte, le traitement et la

restitution des données saisies par les entités locales, filiales contrôlées par le groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

3.4.5.4 Contrôle

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle avant de l'être au niveau de la Direction Ressources Humaines du Groupe. Les Commissaires aux comptes d'ENGIE vérifient ensuite les informations sociales collectées et émettent un

rapport d'assurance raisonnable. Ces travaux sont conduits de manière concomitante avec les travaux de l'Organisme Tiers Indépendant (OTI) chargé de vérifier la déclaration de performance extra-financière publiée dans le rapport de gestion du groupe ENGIE.

3.4.5.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.5.5.1 Emploi

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/Agents de Maîtrise (TSM). Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclarent pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel).

Contractuellement, les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une sous-estimation de cette catégorie. La notion de "cadre" (≥ à 300 points Hay : référentiel universel de classification et d'évaluation des postes) reste parfois difficile à appréhender hors de France. Elle peut conduire à une légère sous-estimation, certaines entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

3.4.5.5.2 Flux de personnels

Les indicateurs de cette Section sont calculés sur la base du périmètre courant, soit les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31 décembre 2023. L'indicateur "licenciement" comprend les ruptures conventionnelles.

3.4.5.5.3 Diversité et égalité des chances

Le pourcentage d'employés en situation de handicap déclarés fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes en situation de handicap. Le Groupe ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

En ce qui concerne l'écart de rémunération entre les femmes et les hommes, le périmètre de calcul concerne les entités de plus de 50 salariés en France et de plus de 250 à l'international. Le Groupe s'appuie sur la méthodologie de l'indicateur 1 de l'index Egapro français.

3.4.5.5.4 Apprentissage

Le taux d'alternance est un taux de représentativité du nombre de salariés en contrats d'apprentissage par rapport aux effectifs en CDI et CDD en fin de période. Le nombre d'apprentis est exclu du dénominateur.

Suite à la révision des objectifs RSE 2030, l'objectif Apprentissage est d'atteindre à horizon 2030 un taux seuil de 10% en France, hors entités régulées GRDF et GRTgaz.

3.4.5.5.5 Formation

Lorsque les délais impartis ne permettent pas de déclarer des données exhaustives, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

La définition de l'indicateur a évolué en 2020 afin de s'assurer qu'il prend bien en compte les formations dispensées en présentiel et en *e-learning*. Le format et la durée d'une formation peuvent varier mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'inclut pas les heures de *e-learning*.

3.4.5.5.6 Organisation du temps de travail

Le travail du personnel au sein des sociétés du Groupe est organisé dans le cadre des durées de travail légales, variables d'une législation nationale à une autre.

L'indicateur "Jours d'absence par personne" est calculé selon la convention Groupe de huit heures de travail par jour.

3.4.6 POLITIQUE DE SANTÉ-SÉCURITÉ

3.4.6.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité du Groupe sont les suivants :

- taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé de 1,8 (2,0 en 2022), inférieur à l'objectif maximum de l'année de 2,0 ;
- taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,07 ;
- taux de mortalité ⁽¹⁾ de 0,019. Ce taux de mortalité est défini par la norme internationale GRI-403 (publiée par la *Global Reporting Initiative*) relative à la publication d'indicateurs de performance concernant la santé et la sécurité au travail. Le

taux de mortalité concerne l'ensemble des personnes travaillant pour le Groupe.

Le nombre de décès suite à blessure en lien direct avec les activités professionnelles parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants a été de six en 2023, deux collaborateurs du Groupe et quatre sous-traitants. S'ajoutent quatre décès de collaborateurs et six de sous-traitants suite principalement à des malaises survenus sur le lieu de travail ou pendant le temps de travail sans lien direct avec les activités professionnelles.

La prévention des accidents graves et mortels a donné lieu à la définition et à la mise en œuvre du plan de transformation santé-sécurité ENGIE *One Safety* présenté en Section 3.4.6.3.

3.4.6.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Une version révisée de cette politique a été publiée en 2022, à l'occasion de la mise en place d'un accord cadre mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE. L'accord intégrant la politique est disponible sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : www.engie.com/news/accord-social-mondial.

La politique santé-sécurité du Groupe est déclinée au travers de Règles Groupe (RG) santé-sécurité thématiques et de standards techniques permettant de maîtriser notamment les risques majeurs du Groupe.

Les indicateurs de performance santé-sécurité du Groupe sont définis dans la Procédure d'Organisation Générale POG01.

La gouvernance santé-sécurité

La santé-sécurité au travail est animée par la Direction Santé-Sécurité du Groupe qui est rattachée à la Direction Transformation & Géographie.

Un comité de direction santé-sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU ainsi que de l'entité Nucléaire, se réunit tous les 15 jours. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre et les objectifs, de décider des actions à mettre en œuvre et

d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement du Plan de Transformation santé-sécurité du Groupe ENGIE *One Safety*.

Par ailleurs, les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail sont présentés et discutés lors de réunions du :

- Comex ;
- Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ;
- Conseil d'Administration.

En 2023, l'ensemble des analyses approfondies des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex, en présence du responsable des opérations concernées, et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et Comité de Direction Opérationnel (OPCOM).

Des critères de performance en santé-sécurité sont intégrés aux parts variables annuelles des rémunérations de la Directrice Générale (voir Section 4.2.1.2) et des autres membres du Comex. Les parts variables annuelles des cadres dirigeants comprennent également des critères de performance en santé-sécurité sur leur périmètre d'activité. Un système de malus est mis en œuvre pour les dirigeants qui ont eu un accident mortel dans leur périmètre.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les managers et la filière santé-sécurité du Groupe. Ils sont portés par les managers au sein des entités et mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

3.4.6.3 Plan de transformation ENGIE *One Safety*

Suite aux décès qui se sont produits en 2021, une mission d'évaluation globale de l'organisation et de la culture santé-sécurité du Groupe a été confiée à un consultant spécialisé.

Après avoir analysé son dispositif de prévention des accidents graves et mortels et suite aux recommandations formulées par le consultant lors de sa mission d'évaluation, le Groupe a défini en collaboration avec ses entités opérationnelles un vaste plan de transformation santé-sécurité, ENGIE *One Safety*.

L'objectif de ce plan est d'éradiquer durablement les accidents graves et mortels qui touchent les personnes travaillant pour le Groupe, salariés, sous-traitants, intérimaires, etc.

Dans le cadre de la mise en œuvre de ce plan de transformation, plusieurs thématiques ont été traitées permettant de définir et/ou de renforcer les dispositions à mettre en œuvre pour que le Groupe atteigne le plus tôt possible son objectif durable de zéro accident grave et mortel.

(1) Le taux de mortalité est défini comme le nombre d'accidents mortels suite à blessure multiplié par 1 million divisé par le nombre d'heures travaillées.

3.4.6.3.1 Les Incontournables de la Sécurité d'ENGIE

L'analyse des accidents mortels survenus dans le passé a conduit le Groupe à faire un constat simple : quelques règles concrètes, si elles avaient été respectées, auraient permis d'éviter la plupart de ces accidents. Ces règles ont été baptisées les "Règles Qui Sauvent".

Ces "Règles Qui Sauvent" font partie des dispositions fondamentales mises en place pour lutter contre les accidents graves et mortels, dispositions appelées les "Incontournables de la sécurité". Outre les neuf "Règles Qui Sauvent", ces Incontournables sont :

- l'identification et le traitement des HiPo (événements à haut potentiel de gravité) et des autres incidents en lien avec la prévention des accidents graves (par exemple le non-respect d'une Règle Qui Sauve) ;
- le "Point d'Arrêt" ("Stop the work" en anglais) si les conditions de sécurité ne sont pas réunies ;
- la Minute Qui Sauve (analyse des risques de dernière minute) à réaliser avant de démarrer ou de reprendre toute activité ;
- la Vigilance Partagée, qui consiste à se préoccuper également de la sécurité des personnes qui travaillent dans le même environnement.

Mis en place il y a quelques années, les Incontournables de la Sécurité ont fait l'objet d'une nouvelle campagne de communication en 2023 : nouveau graphisme, nouveaux supports (dépliant des Incontournables, posters, fonds d'écrans, badges dédiés), nouvelle façon de les aborder, plus engageante, nouveau portage auprès des collectifs de travail, notamment à l'occasion de la journée mondiale de la santé-sécurité au travail qui s'est tenue en avril.

3.4.6.3.2 ENGIE One Safety Induction

En 2023, le Groupe a développé un e-learning à destination de l'ensemble des salariés du Groupe et de ses sous-traitants destiné à ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes. Cet e-learning, appelé "ENGIE One Safety Induction", devra être suivi par tous.

Ce parcours en ligne, d'une durée d'environ 60 minutes, a été conçu conjointement par la Direction Santé-Sécurité du Groupe et par ENGIE University avec comme objectifs pédagogiques de :

- comprendre pourquoi il est fondamental de réaliser cet e-learning ;
- connaître et savoir appliquer les Règles Qui Sauvent ;
- savoir comment et quand arrêter le travail s'il ne peut être effectué en toute sécurité (Point d'Arrêt) ;
- comprendre l'importance d'une évaluation des risques de dernière minute (appelée la Minute Qui Sauve) ;
- savoir intervenir auprès d'une personne qui ne travaille pas en toute sécurité (Vigilance Partagée).

Ce nouvel outil d'apprentissage a fait l'objet d'un lancement lors du *Safety Stand Down* du 18 octobre 2023 (voir Section 3.4.6.5).

3.4.6.3.3 Renforcement des standards et règles santé-sécurité

Dans le cadre du plan de transformation ENGIE One Safety, plusieurs nouveaux standards et règles santé-sécurité ont été élaborés.

Un nouveau standard Groupe décrivant les exigences techniques à respecter pour chaque Règle Qui Sauve a été déployé. Ce standard intègre notamment les dispositions détaillées à respecter basées en particulier sur :

- l'analyse des causes profondes des accidents graves et mortels du Groupe ;
- la comparaison par rapport aux meilleures pratiques mises en œuvre par les pairs du Groupe.

Ce standard est d'application obligatoire par toute personne travaillant pour le compte du Groupe.

ENGIE a également élaboré un nouveau standard dédié à la gestion des risques santé-sécurité dans les projets industriels (appelé "DOP25"). L'objectif de ce standard est de définir les processus, les méthodologies à appliquer et les livrables à produire relatifs au management des risques tout au long des différentes phases d'un projet industriel, du développement jusqu'au transfert aux exploitants. Une attention particulière est accordée à l'évaluation des risques et à l'identification des éléments critiques pour la sécurité.

L'examen des processus d'acquisition d'entreprises ou d'actifs industriels a mis en évidence la nécessité d'une gestion renforcée du cycle de vie de l'acquisition. Une nouvelle Règle Groupe destinée au management de la santé-sécurité dans les acquisitions et dans les cessions (RG12) a donc été élaborée. Elle définit les exigences minimales relatives à la santé-sécurité au travail et à la sécurité industrielle qui doivent être respectées par les entités ENGIE pour les acquisitions et les cessions. Les objectifs de la Règle Groupe RG12 sont les suivants :

- évaluer correctement, avant l'acquisition, la maturité en matière de santé-sécurité de l'entreprise cible ;
- dans la phase post-acquisition, intégrer le plus tôt possible la culture santé-sécurité d'ENGIE aux sociétés acquises afin de prévenir les accidents le plus en amont possible.

Enfin en 2023, le Groupe a publié une nouvelle version de son référentiel de *reporting* santé-sécurité de façon à y intégrer de nouveaux indicateurs proactifs (appelés "*leading KPI*"), centrés sur la prévention des risques majeurs, définis dans le cadre du plan de transformation ENGIE One Safety.

3.4.6.3.4 Renforcement des rituels managériaux de sécurité

Un des axes majeurs du plan de transformation ENGIE One Safety est le renforcement des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité sur site. Ce renforcement permettra aux managers d'être plus efficaces en ancrant durablement les comportements sécuritaires chez les salariés, sous-traitants et intérimaires face aux risques, en particulier la mise en œuvre systématique des Incontournables de la Sécurité d'ENGIE.

Les rituels managériaux de sécurité identifiés comme indispensables à l'atteinte durable de l'objectif zéro accident grave et mortel sont les suivants :

- la Visite Managériale de Sécurité (VMS), déjà largement pratiquée au sein du Groupe ; son contenu a été revu pour renforcer les échanges avec les opérateurs sur la prévention des accidents graves et mortels ;
- la Vérification Qui Sauve (VQS), nouveau rituel axé sur le respect des règles fondamentales du Groupe permettant de traiter les risques majeurs les plus fréquents ;
- la Tournée de Sécurité Conjointe (TSC), à réaliser conjointement par le manager donneur d'ordre et par le manager de l'entreprise extérieure ;
- la causerie santé-sécurité, moment privilégié de partage et d'échange avec les salariés, les intérimaires et les sous-traitants destiné à recueillir leur retour d'expérience en matière d'application des règles, par exemple les difficultés rencontrées ou les bonnes pratiques identifiées ;
- la revue de performance de sécurité, qui doit permettre à l'équipe dirigeante de chaque entité de piloter la mise en œuvre des rituels managériaux au plus près, en s'assurant que les réalités du terrain sont bien prises en compte.

Les objectifs, le contenu et les dispositions de mise en œuvre de ces cinq rituels managériaux de sécurité ont été rassemblés dans un standard diffusé aux managers du Groupe.

3.4.6.3.5 Nouvelle formation-coaching des managers

Suite à l'évaluation de son organisation et de sa culture santé-sécurité par un consultant externe, le Groupe a procédé en 2022 à l'expérimentation sur sept sites pilotes d'un tout nouveau programme de formation-coaching destiné à tous les managers. Ce programme, basé sur une approche innovante de coaching, a pour objectif d'améliorer l'efficacité des rituels managériaux de sécurité, tels que les visites de sécurité, de façon à promouvoir un comportement de sécurité adapté des salariés, intérimaires et sous-traitants face aux risques, en particulier les plus graves.

En 2023, suite au retour d'expérience recueilli lors des pilotes, la formation-coaching a été ajustée et finalisée. Un plan de déploiement a été mis en place, sur la base de la formation de formateurs-coachs. Ce plan de déploiement comporte deux phases : la première pour les entités en priorité 1 a été lancée en 2023, la seconde pour les entités en priorités 2 et 3 sera déployée en 2024.

Différentes versions de la formation-coaching ont été élaborées :

- pour les formateurs-coachs (5 jours) ;
- pour les préventeurs et experts santé-sécurité (3 jours complétés par des séances de coaching sur le terrain) ;
- pour les managers opérationnels (2 jours complétés par des séances de coaching sur le terrain) ;
- pour les managers fonctionnels (1 jour).

En 2023, le Groupe a procédé à la formation de plus de 240 formateurs-coachs qui ont pu ainsi initier le déploiement de la formation aux entités en priorité 1.

Les *Global leaders* (cadres dirigeants du Groupe) ont bénéficié d'une session de formation spécifique. Les membres du Comex et du Comité de Direction Opérationnel (OPCOM) du Groupe ont également été formés.

3.4.6.4 Amélioration de la Qualité de Vie au Travail

Depuis plusieurs années, le Groupe et ses filiales poursuivent la mise en œuvre d'actions dédiées pour améliorer la Qualité de Vie au Travail de leurs salariés et ainsi prévenir les risques psychosociaux. Il s'agit de l'axe de prévention *No Mind at Risk*.

Pour ce faire, la Direction Santé-Sécurité du Groupe anime un réseau de référents Qualité de Vie au Travail (QVT). Ce réseau est sollicité notamment pour concevoir les outils à destination de l'ensemble du Groupe.

Depuis 2021, le Groupe met en œuvre une démarche d'amélioration appelée "neuf engagements pour une meilleure Qualité de Vie au Travail". Chaque collaborateur du Groupe est ainsi invité à adopter les meilleurs comportements pour respecter ces neuf engagements, qui couvrent tous les domaines de la QVT. Un e-learning "Manager par la QVT" dédié aux managers leur permet de mieux accompagner leurs équipes dans cette démarche.

Le Groupe a complété la démarche de prévention *No Mind at Risk* en y intégrant des indicateurs sur la QVT construits à partir des résultats de l'enquête annuelle Groupe *ENGIE&Me*. Ces indicateurs permettent à chaque collectif de travail d'évaluer son niveau de respect de chacun des neuf engagements. Ces indicateurs portent sur les sujets suivants :

- bienveillance & respect ;
- diversité & inclusion ;
- organisation & contenu du travail ;
- environnement de travail ;
- attention à soi et aux autres ;
- accomplissement personnel & développement professionnel ;
- partage d'information & dialogue ;
- reconnaissance ;
- équilibre vie professionnelle / vie privée.

3.4.6.3.6 Audits internes sur les risques majeurs

Dans le cadre de sa démarche d'amélioration continue, ENGIE a mis en place un nouveau processus d'audit interne Groupe destiné à vérifier dans les entités la maîtrise des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. A cette occasion sont identifiées des bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre.

Pour ce faire, ENGIE a :

- défini le processus d'audit sur les risques majeurs et mis en place les différents outils destinés à mettre en œuvre ce processus ;
- défini le référentiel d'audit qui intègre notamment l'ensemble des règles et attendus du Groupe pour que les risques majeurs soient maîtrisés ;
- identifié et formé un groupe d'une soixantaine d'auditeurs internes ;
- mis en place un comité de coordination des audits sécurité qui intègre des représentants des directions Corporate parties prenantes de ces audits (Direction de l'Audit Interne, Direction du Contrôle Interne, Direction Management des Risques et Assurances, Direction Santé-Sécurité) et des représentants des quatre GBU. Ce comité permet notamment de partager les informations clés provenant de ces différentes sources ;
- défini le programme annuel des audits du Groupe en coordination avec celui des GBU.

Les recommandations émises sont classées suivant leur degré de priorité. Leur mise en œuvre est suivie par les GBU.

Au cours de l'exercice 2023, ENGIE a mené 24 audits sur les risques majeurs santé-sécurité qui ont permis d'aider les entités opérationnelles à améliorer et compléter le dispositif déjà en place.

Des guides d'animation à usage des managers sont à leur disposition, pour construire collectivement un plan d'actions d'amélioration de la QVT répondant spécifiquement aux besoins de l'équipe.

Une nouvelle *Newsletter* mensuelle à destination de la filière santé-sécurité dédiée à l'axe de prévention *No Mind at Risk* a été publiée en 2023. Elle présente les actualités du Groupe sur le sujet, des bonnes pratiques et actions mises en place localement par les entités, des "trucs & astuces" ainsi que des focus sur des sujets d'intérêt particulier (exemples : la charge mentale, l'hyper-connexion, le *multitasking*).

Par ailleurs, et pour répondre au mieux aux aspects culturels et géographiques de la QVT, de nombreuses actions de prévention sont mises en œuvre localement dans les entités, parmi lesquelles il est possible de citer au titre de l'exercice 2023 :

- en Belgique le programme *BODY, MIND & SOCIAL*, centré sur la santé physique, la santé mentale et l'engagement social en particulier vis-à-vis des personnes les plus vulnérables ;
- en Amérique du Nord le portail de mieux-être *WELL ON TARGET* qui fournit des outils pour aider les salariés à définir et à atteindre des objectifs relatifs à leur mieux-être ;
- au Koweït la prévention des risques liés aux vagues de chaleur/canicules ;
- au Brésil le projet *EITO DE OPERAR*, programme de renforcement de l'attention et de la concentration des opérateurs, d'amélioration du bien-être au travail et de performance des équipes au travers de techniques de "pleine conscience" ;
- en France chez ENGIE Solutions, ENGIE Green et Entreprises & Collectivités, plusieurs animations ont été organisées lors de la semaine de la QVT du 19 au 23 juin avec un fil conducteur "Mieux travailler ensemble avec les neuf engagements en faveur de la Qualité de Vie au Travail et des Conditions de Travail" ;

- la valorisation de la pratique d'activités physiques et sportives lors d'initiatives locales.

En France, la majorité des entités du Groupe ont signé un accord relatif à la mise en place du travail à distance régulier sur la base de deux à trois jours par semaine. Aujourd'hui, ENGIE compte environ 40% de salariés pouvant recourir au

télétravail, sachant qu'une large majorité des salariés ont des activités opérationnelles et techniques ne leur permettant pas ce mode de travail. Ces différents dispositifs d'aménagement du temps de travail ou d'amélioration des conditions de travail contribuent à l'engagement des collaborateurs et à une meilleure Qualité de Vie au Travail.

3.4.6.5 Autres actions de renforcement de la culture santé-sécurité

En complément des actions de renforcement de la culture santé-sécurité décrites précédemment, un certain nombre d'autres dispositions ont été mises en œuvre en 2023.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes entités. Cette animation s'est appuyée notamment sur l'organisation de *webinars* mensuels thématiques, de présentations de l'analyse des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques.

La *Newsletter* du Groupe dédiée à la santé-sécurité "*Prevention News*" a été revue pour améliorer la pertinence de son contenu et répondre au mieux aux besoins des entités. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents graves, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité (HiPo), mais également les bonnes pratiques mises en œuvre localement.

Par ailleurs, comme chaque année, le Groupe a souhaité marquer la journée mondiale de la santé-sécurité au travail (*World Safety Day*) au travers d'une animation spécifique destinée aux différents collectifs de travail, avec pour objectif de s'assurer de l'engagement de toutes les personnes travaillant pour le Groupe, salariés, sous-traitants, intérimaires. L'édition 2023 a été l'occasion de diffuser à l'ensemble des entités les Incontournables de la Sécurité. Un dépliant de poche a été édité, de façon à ce

que chaque opérateur puisse l'avoir en permanence sur lui. Des affiches, fonds d'écran, carrousels numériques, stickers, vidéos de dirigeants du Groupe ont été mis à disposition des entités pour alimenter leur animation.

Le Groupe a organisé à destination des responsables santé-sécurité des entités et de représentants de la filière santé-sécurité sa convention annuelle. Au cours de ces deux journées, qui ont rassemblé près de 170 personnes, l'avancement du plan de transformation ENGIE *One Safety* et plusieurs bonnes pratiques mises en œuvre par les entités ont été présentés. Des ateliers de réflexion sur des thématiques santé-sécurité majeures pour le Groupe ont été organisés. Enfin, cette convention a été l'occasion de remettre des prix aux lauréats des tous nouveaux ENGIE *One Safety Awards* et pour plusieurs dirigeants du Groupe de partager avec les participants leur vision de la santé-sécurité.

Comme chaque année au mois d'octobre, le Groupe a organisé un *Safety Stand Down* destiné à commémorer les victimes d'accidents mortels et cette année à renforcer la mise en œuvre des Incontournables de la Sécurité du Groupe. Le principe de cet événement consiste à arrêter l'ensemble des activités du Groupe et à consacrer ce moment particulier aux échanges au sein des équipes autour des risques majeurs en santé-sécurité. Cet événement a été l'occasion de lancer le e-learning ENGIE *One Safety Induction* (voir Section 3.4.6.3.2).

3.4.6.6 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2023 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un groupe de travail permanent santé-sécurité et Qualité de Vie au Travail est actif au niveau du Comité d'Entreprise Européen (CEE, voir Section 3.4.4.2.1.2). Il a réalisé une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail et QVT.

Par ailleurs, l'avancement du plan de transformation ENGIE *One Safety* a été présenté au groupe de travail du CEE ainsi qu'à la réunion annuelle du Forum Mondial, organe d'échanges entre le Groupe et les représentants du personnel mis en place dans le cadre de l'Accord mondial sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale d'ENGIE.

3.4.6.7 Les données santé-sécurité

Précisions sur les indicateurs santé-sécurité

	2023	2022	2021
Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé	1,8	2,0	2,5
Taux de mortalité de l'ensemble des personnes travaillant pour le Groupe	0,019	0,014	0,045

Les analyses effectuées dans le présent Document d'enregistrement universel concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Les résultats 2022 et 2021 pour les collaborateurs figurant dans le tableau ci-dessous sont présentés hors EQUANS et autres entités cédées.

Concernant l'indicateur relatif au nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, ENGIE ne considère pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

	Nombre de décès (salariés hors malaises)			Taux de fréquence (salariés)			Taux de gravité ⁽¹⁾ (selon référentiel français)			Taux de gravité ⁽¹⁾ (selon référentiel OIT)			Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Groupe	2	0	2	2,1	2,3	2,8	0,11	0,15	0,08	0,07	0,06	0,05	17	12	22
Renouvelables	0	0	0	1,3	0,06	2,1	0,03	0,11	0,14	0,03	0,02	0,06	1	0	0
Infrastructures	0	0	0	2,0	1,9	2,3	0,15	0,17	0,12	0,07	0,06	0,09	1	4	0
Energy Solutions	2	0	2	2,6	2,9	3,5	0,12	0,17	0,20	0,09	0,08	0,12	5	1	18
FlexGen	0	0	0	0,4	1,4	0,8	0,05	0,03	0,01	0,02	0,03	0,01	8	0	0
Retail	0	0	0	3,0	3,1	3,3	0,18	0,19	0,18	0,08	0,07	0,10	2	7	4
Nucléaire	0	0	0	2,7	2,7	1,6	0,03	0,06	0,01	0,02	0,04	0,01	0	0	0
Autres (dont GEMS)	0	0	0	0,6	0,5	0,8	0,004	0,01	0,03	0,004	0,004	0,02	0	0	0
% de restitution	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	-	-	-

(1) L'évolution des taux de gravité n'inclut pas les accidents mortels.

3.5 INFORMATIONS ENVIRONNEMENTALES

ENGIE est confronté aux principaux enjeux environnementaux : changement climatique, qualité et disponibilité des ressources naturelles (air, eau, sols et ressources énergétiques) et protection de la biodiversité et des écosystèmes. Si les métiers du Groupe ont un impact sur les milieux et les ressources naturelles, le Groupe s'attache à les mesurer et à les réduire dans le cadre d'un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont exprimés dans la politique environnementale du Groupe (consultable sur la page internet suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse>) et se traduisent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. Les enjeux intègrent également les risques identifiés dans le cadre du plan de vigilance en matière d'environnement.

Une équipe, en charge de l'expertise et de la coordination, est spécifiquement dédiée à la responsabilité environnementale au sein de la Direction RSE du Groupe. Elle s'appuie, dans chaque région ou pays, sur un coordinateur environnement qui anime son propre réseau de correspondants, coordonne les actions, complète l'expertise du siège par ses connaissances opérationnelles et met en œuvre le reporting environnemental.

Un bilan annuel est rédigé par la Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise, transmis au Comex puis présenté au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration.

Les indicateurs 2021 à 2023 détaillés dans la présente Section sont présentés hors Equans.

3.5.1 LE CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle interne"), faisant connaître ses positions lors de leur élaboration et appliquant les nouvelles réglementations dès leur publication. En particulier, le Groupe appelle à une harmonisation des réglementations internationales et à une

plus grande intégration entre les différentes politiques environnementales et énergétiques. Au regard des évolutions réglementaires, notamment européennes avec l'entrée en vigueur de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), ENGIE fera évoluer ses processus et son système de reporting environnemental sur l'exercice 2024.

3.5.2 LE MANAGEMENT ENVIRONNEMENTAL

À la clôture de l'exercice 2023, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentent 75% du chiffre d'affaires pertinent ⁽¹⁾. C'est au

niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Par une certification EMAS	8,92%	8,86%	5,00%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	55,60%	59,11%	55,61%
Par d'autres certifications SME externes	0,20%	0,03%	2,40%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	64,73%	67,99%	63,01%
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	10,15%	7,59%	11,23%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	74,9%	75,6%	74,2%

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre

standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation de la méthodologie du SME.

(1) Chiffre d'affaires généré après exclusion des activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental : activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.

3.5.3 LES SYSTÈMES DE MESURE ET DE CONTRÔLE DE LA PERFORMANCE, UN PRÉREQUIS À L'EXERCICE DE LA RESPONSABILITÉ ENVIRONNEMENTALE

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

3.5.3.1 Éléments de méthodologie

Organisation et périmètre

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil, appelé EARTH, est une solution informatique de *reporting* environnemental, qui permet la gestion du réseau de correspondants et coordinateurs environnement, la gestion et la documentation du périmètre de *reporting* environnemental, la saisie, le contrôle et la consolidation des indicateurs, l'édition de rapports et enfin, la mise à disposition de la documentation nécessaire à la production et à la collecte des données (procédures et instructions de *reporting*). EARTH couvre l'ensemble du groupe ENGIE.

Les entités juridiques incluses dans le **périmètre de reporting** sont celles dont l'activité est pertinente en termes d'impact environnemental et qui sont intégrées globalement ou proportionnellement selon les règles de consolidation financière (IFRS) au cours de l'année. Par conséquent, les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre, tout comme les entités juridiques consolidées par mise en équivalence. Les entités incluses dans le *reporting* rapportent les performances et les impacts des installations industrielles dont elles détiennent le contrôle technique opérationnel, y compris les installations opérées pour compte de tiers. Néanmoins, ENGIE déploie son questionnaire complet auprès des entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et la GBU Infrastructures afin de disposer d'informations environnementales sur un périmètre plus large. Pour les entités mises en équivalence de la GBU Renouvelable, de la GBU FlexGen et de Nucléaire, ENGIE intègre les données primaires énergie de la performance opérationnelle du Groupe (outil Perform). Les données des entités mises en équivalence ne sont présentées que dans le reporting du scope 3 du bilan des émissions de gaz à effet de serre du Groupe. À noter toutefois que les capacités électriques des entités mises en équivalence sont également prises en compte à 100% dans l'objectif sur le pourcentage d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité présenté à la Section 1.5.2.

Ainsi, en accord avec les règles de **consolidation financière**, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont en intégration globale. Pour les entités en *joint operation*, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel lui appartienne à 100% ou qu'il soit au moins partagé avec d'autres actionnaires.

Pour les **cessions** intervenant en cours d'année, les entités concernées remplissent le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. S'il n'est pas possible de collecter l'ensemble des indicateurs environnementaux, ceux-ci sont extrapolés sur la base de l'activité principale (exemple : la production d'énergie pour une centrale) et des données historiques. Pour les **acquisitions** réalisées en cours d'année, il peut arriver que leur système de management environnemental ne soit pas suffisamment mature pour permettre de répondre à tous les indicateurs environnementaux. Dans ce cas, les indicateurs manquants sont extrapolés sur la base de l'activité principale et des indicateurs disponibles dans des entités au profil technique similaire. Une correction de ces valeurs extrapolées peut être réalisée a posteriori l'année suivante, au terme du premier exercice complet.

Le *reporting* environnemental est intimement lié à celui de la performance opérationnelle et devient ainsi un outil de management. Cette volonté de faire de l'environnement une partie intégrante du management est portée par la Direction Générale du Groupe.

Pour le **calcul des indicateurs de management environnemental** de type "part du chiffre d'affaires (CA) pertinent couvert par une certification environnementale, par un plan de gestion de crise environnementale, etc.", un chiffre d'affaires pertinent est estimé pour chaque entité juridique. Pour obtenir ce CA pertinent, les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (négoce, finance, ingénierie) sont soustraites du chiffre d'affaires consolidé de chaque entité juridique.

Le **déploiement des procédures et des instructions** à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et des régions ou des pays décrivent en détail les phases de collecte, contrôle, consolidation, validation et transmission des données environnementales aux différents niveaux de l'organisation ainsi que les règles de définition du périmètre et de consolidation. Elles sont assorties de documents techniques fournissant des lignes directrices méthodologiques pour le calcul de certains indicateurs. En fonction de ses activités, chaque entité se voit attribuer un profil qui détermine les indicateurs auxquels elle doit répondre. La liste des entités entrant dans le périmètre de *reporting* environnemental est validée par chaque région ou pays.

Les **définitions des indicateurs** utilisés pour mesurer la performance environnementale des métiers du Groupe ont été revues sur base des commentaires des Commissaires aux comptes. Elles ont par ailleurs bénéficié des commentaires des responsables opérationnels représentés dans des groupes de travail dédiés. L'ensemble de la documentation est disponible sur simple requête auprès du Groupe (Direction de la RSE).

Jusqu'en 2016, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un **"taux de couverture"** qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Depuis 2017, avec la mise en œuvre de l'outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est de 100% pour tous les indicateurs.

Un certain nombre de choix méthodologiques ont été faits pour réaliser le *reporting* environnemental. Ces éléments sont décrits dans les paragraphes qui suivent.

Fiabilité du périmètre de reporting environnement, impact environnementaux des sous-traitant et engagement d'ENGIE envers la préservation de l'eau

- La **fiabilité du périmètre** couvert par le *reporting* environnemental est une des priorités d'ENGIE qui évolue dans un contexte international de cessions et d'acquisitions d'activités. Avant chaque campagne de *reporting*, un rapprochement est effectué entre le périmètre financier et les informations remontées par les responsables environnement de chaque *hub* régional pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH. En outre, des rapprochements site par site sont réalisés avec l'outil Perform, la base de données d'ENGIE dédiée à la performance opérationnelle des installations de production d'énergie, pour réaliser un contrôle supplémentaire de l'exhaustivité du périmètre. Il est en plus demandé aux correspondants *reportings* de vérifier et de déclarer le nombre de sites appartenant à chaque entité contributrice.

- Les **impacts environnementaux** significatifs générés par les sous-traitants dans une installation du Groupe pendant des activités de services matériels sont inclus dans les impacts Groupe sauf lorsqu'une clause contractuelle spécifique prévoit que le sous-traitant est tenu responsable des impacts générés sur le site pendant la fourniture du service. Les données fournies par les sous-traitants ne font pas systématiquement l'objet de vérifications internes avant d'être agrégées aux données du Groupe et n'engagent que les sous-traitants. La réglementation et les obligations légales dans le domaine de l'environnement pouvant être

différentes d'un pays à l'autre, certaines données sont parfois plus difficiles à collecter.

- ENGIE est signataire, depuis 2007, du *CEO Water Mandate* marquant ainsi sa volonté de **préserver les ressources en eau**. Les indicateurs relatifs à l'eau sont conformes aux indicateurs GRI et se répartissent en quatre catégories : prélèvement, rejet, consommation, réutilisation/recyclage. Depuis 2015, la matérialité des indicateurs eau publiés a été revue et les Commissaires aux comptes vérifient les entrées, sorties et les consommations d'eau douce et d'eau non-douce ainsi que sur la consommation totale.

3.5.3.2 Indicateurs

Indicateurs hors GES

- Les émissions de NO_x, de SO_x et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible pour éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles. Pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NO_x et un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SO_x (0,281 g/GJ pci) et un autre pour les émissions de particules fines (0,9 g/GJ pci), tous deux recommandés par l'EMEP, l'*European Monitoring and Evaluation Programme*.
- Soucieux du devenir des déchets générés par ses activités, le Groupe dispose d'indicateurs sur la production et la valorisation de ses déchets d'activité. Il s'appuie pour cela sur les définitions de déchets et de valorisation établies par les réglementations locales. Pour éviter une déclaration erronée des stocks, seuls les tonnages emportés et pesés sur le site doivent être rapportés comme évacués. Les tonnages qui doivent être rapportés sont des tonnages humides ou secs, selon la manière dont ils ont été évacués : si les déchets évacués étaient humides, les tonnages rapportés sont humides et inversement pour les déchets secs. Par exception, si les déchets sont stockés de façon définitive sur place, les tonnages secs associés doivent également être rapportés comme évacués. Dans ce dernier cas, les déchets ne sont jamais valorisés. Les déchets générés par la construction ou le démantèlement des installations industrielles, par le *repowering* ou la modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité.
- ENGIE exploite des installations hydrauliques dont certaines disposent de réservoirs d'eau. Compte tenu des difficultés à modéliser l'évaporation de chaque site, l'eau évaporée n'est pas encore comptabilisée dans le *reporting* environnemental.
- Les stations de pompage-turbinage sont depuis 2022 traitées comme les batteries, comme préconisé par la taxonomie européenne. A ce titre, la consommation d'électricité correspond à la différence entre l'électricité fournie par le réseau et celle restituée au réseau. Cette dernière n'est par conséquent plus comptabilisée dans la production d'électricité d'ENGIE. Cette modification a été appliquée avec effet rétroactif depuis 2015 à des fins de cohérence.
- À des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWe) est fixé à 0,25 pour les incinérateurs et à 0,61 pour toutes les activités d'achat et de production d'énergie du Groupe. Ce dernier facteur a été mis à jour avec effet rétroactif depuis 2015 sur la base du Règlement délégué 2015/2402 de la Commission Européenne.
- L'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ainsi que les gaz sidérurgiques (voir la note relative à la chaleur et celle relative aux gaz sidérurgiques ci-après). Pour les sites alimentés en chaleur, cette dernière est à la fois comptabilisée en entrée et en sortie dans le calcul du rendement.

- Pour les sites de production d'énergie en boucle ouverte sans tour de refroidissement, les sorties d'eau de refroidissement sont considérées égales aux entrées d'eau de refroidissement, correspondant à une consommation nulle d'eau de refroidissement en raison de la proximité de la source rivière ou mer. Pour les sites de production d'énergie en boucle fermée (réseaux de chaleur), l'appoint d'eau est considéré comme une consommation d'eau ce qui maximise la mesure de leur consommation d'eau.

Indicateurs GES : émissions directes (scope 1)

- Les émissions de CO₂ issues de la combustion de combustibles fossiles ont été calculées sur la base des facteurs d'émissions publiés par le GIEC (*IPCC Guidelines for National GHG Inventories, Vol. 2 Energy* - 2006). Néanmoins, les facteurs d'émission du charbon peuvent varier grandement selon la provenance. Pour cette raison, chaque entité de *reporting* consommant du charbon fournit un facteur d'émission calculé localement. Il en est de même pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards.
- La biomasse et le biogaz consommés par ENGIE dans ses installations génèrent une énergie comptabilisée dans la production d'ENGIE et, conformément aux conventions dans ce domaine, ENGIE comptabilise les émissions de CH₄ et de N₂O associées à leur combustion lorsque ces combustibles sont utilisés pour la production d'énergie mais pas celles de CO₂.
- Le Potentiel de Réchauffement Global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO₂. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO₂ équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (6^e rapport d'évaluation du GIEC - 2022), considérés sur une échelle de 100 ans.
- ENGIE réalise des prestations de valorisation de gaz résiduels pour un client producteur d'acier, ArcelorMittal. Cette prestation permet de satisfaire en grande partie les besoins en électricité d'ArcelorMittal et réduit donc ses émissions de GES en évitant une importante consommation d'électricité du réseau. En analysant les émissions de GES associées à ces prestations, ENGIE a constaté que 100% des émissions sont inhérentes au processus de fabrication de l'acier. Au terme de ce processus, la réglementation impose en effet aux producteurs d'acier la combustion, généralement faite par torchage, des gaz résiduels. ENGIE intervient dans ce processus uniquement pour en tirer une énergie autrement perdue en cas de torchage, en se substituant à ArcelorMittal pour la combustion mais sans générer d'émissions de GES supplémentaires. C'est pour cette raison que la méthodologie de *reporting* d'ArcelorMittal inclut la comptabilisation des émissions directes des centrales externes auxquelles les gaz résiduels sont livrés pour valorisation. Cet état de fait est confirmé par la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat et les décrets associés fixant des plafonds d'émission de gaz à effet de serre pour les centrales électriques à combustibles fossiles. En effet, le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019 stipule que "Les émissions issues des gaz de récupération utilisés dans des

installations de production d'électricité ne sont pas comptabilisées". Par conséquent, ENGIE exclut dorénavant ces émissions de GES de son scope 1 et les centrales de DK6 en France et de Knippegroen et Rodenhuije en Belgique, ne rapportent plus d'émissions associées aux gaz sidérurgiques. S'agissant de gaz résiduels et non d'un combustible avec une chaîne d'approvisionnement, ENGIE ne comptabilise pas d'émissions associées à une chaîne amont du combustible dans son scope 3. À l'exception des émissions de GES associées à la combustion de gaz sidérurgiques, l'ensemble des indicateurs environnementaux de ces entités sont comptabilisés dans les données consolidées, tout comme leur production d'énergie qui rentre dans le calcul des émissions spécifiques du Groupe.

Indicateurs GES : émissions indirectes (scopes 2 et 3)

- La nature des achats de chaleur comptabilisés dans le scope 2 a évolué depuis 2022. La chaleur provenant des Unités de Valorisation Énergétique (UVE) ou hors UVE n'est plus comptabilisée dans le calcul des émissions de scope 2. ENGIE s'aligne ainsi sur la pratique française en la matière telle que décrite dans la méthodologie du Syndicat National du Chauffage Urbain (SNCU) pour répondre à l'enquête annuelle sur les Réseaux de Chaleur et de Froid. Cette enquête fait office de statistique nationale pour le Ministère de la Transition Énergétique et de base de calcul du contenu CO₂ et du taux EnRR de chaque réseau publié dans l'arrêté "DPE". Les achats de chaleur pris en considération concernent uniquement la chaleur produite hors UVE. Sur la base des MWh achetés, un taux de pertes moyen de 16,5% fourni par le SNCU est utilisé pour connaître les MWh de chaleur perdue lors du transport et réalisé le calcul du scope 2. En 2022, la chaleur achetée produite hors UVE représentait 8,11% de toute la chaleur acquise. Faute de données antérieures permettant la distinction entre chaleur d'UVE et hors UVE, le même pourcentage a été appliqué rétroactivement depuis 2015 à des fins de cohérence.
- Deux changements méthodologiques sont intervenus depuis 2022 sur le scope 2, avec effet rétroactif depuis 2015. Il s'agit de l'exclusion de la chaleur récupérée des UVE et du passage des stations de pompage-turbinage du statut d'installations de production d'électricité à celui de batteries.
- En 2023, deux changements méthodologiques ont été opérés sur le scope 2. Le premier a été la prise en compte des pertes sur les infrastructures de transport d'électricité. Le second a été l'ajout du scope 2 en *market based* dans le reporting (en complément des informations liées aux réseaux d'électricité *location based*). Pour le *market based*, un facteur d'émission vert est appliqué sur les consommations d'électricité pour lequel le Groupe dispose de certificats ou garanties d'origine renouvelables. Les facteurs d'émission des réseaux électriques par pays pour le calcul des émissions *location based* et les facteurs d'émissions verts sont issus de la base de données ENERDATA et des données du Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E). Les facteurs d'émissions résiduels ont été calculés par notre commercialiseur, GEMS (Global Energy Management & Sales), sur la base des

données de l'AIB (Association of Issuing Bodies). Les données utilisées sont la composition du mix résiduel et son pourcentage par rapport au mix du réseau ainsi que des données internes Groupe sur les volumes annuels d'électricité consommée par pays. Pour les autres pays, les valeurs résiduelles souvent non disponibles sont reprises des facteurs réseaux. Ces éléments ont été ajoutés dans le reporting 2023 mais le total des émissions de GES (scopes 1 + 2 + 3) reste présenté en *location based*.

- Dans la catégorie d'émissions indirectes "Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des consommateurs finaux, hors marché)", le terme "consommateurs finaux" fait référence aux clients qui consomment eux-mêmes le gaz naturel acheté. Sont donc exclus du calcul les volumes vendus aux plateformes de négoce, aux revendeurs, aux Entreprises Locales de Distribution ou à d'autres intermédiaires non détenus par ENGIE.
- Pour le scope 3, la catégorie "émissions indirectes de GES associées à l'énergie" comprend les émissions de GES de la chaîne amont des combustibles, la chaîne amont de l'électricité et de la chaleur consommée ainsi que, depuis 2022 celles de la chaîne amont de l'électricité achetée pour la revente. Pour le calcul de ces dernières émissions, les émissions des TWh vendus sont déterminées en calculant dans un premier temps les émissions de la production d'ENGIE. Les facteurs d'émission utilisés pour cela incluent l'ACV complète, construction des installations incluse sauf pour les installations de combustion pour lesquelles les facteurs sont appliqués à leurs consommations réelles de combustibles, méthode plus précise que le calcul sur base de l'ACV pour ce type d'installations. Ces émissions de la production sont ensuite déduites de celles des ventes totales d'ENGIE dans les pays concernés, calculées sur la base de facteurs moyens européens incluant l'ACV complète.
- Les émissions de la catégorie *Investment* correspondent aux émissions directes de la production d'énergie et celles des autres activités comme les infrastructures gazières. En 2023, suite à l'élargissement de la collecte de données environnementales aux entités mises en équivalence de la GBU *Energy Solutions* et de la GBU Infrastructures, la catégorie *investissements* inclut les émissions indirectes dues à l'achat et la consommation d'électricité et de chaleur. Les émissions rapportées dans cette catégorie du scope 3 sont les émissions des entités au taux de détention du Groupe (*Ownership rate*).
- Pour la catégorie "utilisations des produits vendus", en complément des combustibles non renouvelables, les ventes de biomasse et de biométhane à des utilisateurs finaux sont maintenant collectées en calculant les émissions biogéniques. Ce dernier ajout permet également de compléter les émissions de la chaîne amont des deux combustibles biomasse et biométhane.
- Bien que moins significatives, les émissions de CO₂ calculées sur la base des modes de travail (*Ways of Working*) sont maintenant intégrées dans les scopes 1, 2 et 3. Certaines catégories sont disponibles sur les trois années présentées dans ce chapitre, d'autres seulement pour 2023.

3.5.4 LES ACTIONS DU GROUPE

3.5.4.1 Le changement climatique

Émissions directes

Les informations présentées dans cette Section et dans la Section 2.2.2 "Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux" rendent compte des risques financiers liés aux effets du changement climatique et des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Par le développement d'un mix énergétique faiblement carboné ⁽¹⁾ et des activités d'efficacité énergétique, le Groupe a placé la lutte contre le changement climatique et en faveur de la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. Ainsi, l'intensité carbone de la production d'énergie en 2023 s'établit à 131,4 gCO₂éq./kWh, en diminution de 13,4% par rapport à 2022 et de 70,3% par rapport à 2012. Quant aux émissions directes absolues de CO₂éq. du Groupe, dites "émissions de scope 1", elles ont baissé

(1) La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 121% en neuf ans passant de 28,6% en 2015 à 63,2% en 2023.

de près de 5,5 millions de tonnes en un an, passant de 30 à 24,5 millions de tonnes, soit une réduction de 18,2%.

Ces résultats témoignent de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'Accord de Paris : désengagement total du charbon et croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la *Task-force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD) pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique et produit un rapport TCFD dans le cadre de la publication de son cahier climat. Le Groupe publie ses émissions de scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire *Climate Change* du CDP.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions totales directes de GES - Scope 1 □□	t CO ₂ éq.	24 496 514	29 943 790	36 703 290
dont émissions de la production d'énergie	t CO ₂ éq.	22 243 521	27 918 015	34 376 035
dont émissions des Infrastructures	t CO ₂ éq.	1 962 875	1 712 245	1 954 553
- Part due au CH4 dans la Distribution de gaz	t CO ₂ éq.	1 068 498	947 586	1 197 204
- Part due au CH4 dans le Transport de gaz	t CO ₂ éq.	176 880	192 740	247 550
- Part due au CH4 dans le Stockage de gaz	t CO ₂ éq.	72 918	78 928	92 691
- Part due au CH4 dans les Terminaux Méthaniers	t CO ₂ éq.	135 151	44 354	86 637
- Part due à d'autres sources (autres combustions, véhicules, gaz fluorés...)	t CO ₂ éq.	509 428	448 637	330 471
dont émissions des autres activités (véhicules, gaz fluorés, modes de travail...)		290 118	313 530	372 702
Émissions de GES par unité d'activité - production d'énergie	kg CO ₂ éq./MWh éq.	131,4	151,7	180,1

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

Émissions indirectes

L'approche du Groupe en matière de comptabilité et de reporting des émissions de GES est basée sur la norme du GHG Protocol Corporate Standards (destinée aux entreprises) et la norme ISO 14064 (complétée par la norme ISO 14069). Ces normes constituent un cadre de référence internationalement reconnu.

ENGIE a procédé à une analyse des différentes catégories d'émissions afin d'identifier et de quantifier les catégories les plus pertinentes. À ce jour, les catégories ci-dessous ont été identifiées et quantifiées.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Scope 2 - émissions indirectes liées aux consommations énergétiques				
Scope 2 "Location Based" - émissions indirectes associées à l'énergie	t CO ₂ éq.	654 073	850 154	552 962
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO ₂ éq.	584 526	749 362	543 973
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO ₂ éq.	6 428	8 486	8 989
dont émissions indirectes liées aux pertes sur les réseaux de transport d'électricité	t CO ₂ éq.	63 119	92 307	
Scope 2 "Market Based" - émissions indirectes associées à l'énergie	t CO ₂ éq.	847 043	-	-
dont émissions indirectes liées à la consommation d'électricité	t CO ₂ éq.	777 496	-	-
dont émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid	t CO ₂ éq.	6 428	-	-
dont émissions indirectes liées aux pertes sur les réseaux de transport d'électricité	t CO ₂ éq.	63 119		
Scope 3 : Autres émissions indirectes de GES				
Scope 3 - Total	t CO ₂ éq.	133 337 361	144 543 263	122 622 236
Cat. 3.1 - Achats de produits et de services	t CO ₂ éq.	5 936 639	5 465 933	5 486 727
Cat. 3.2 - Immobilisations des biens	t CO ₂ éq.	3 051 298	2 820 304	2 206 878
Cat. 3.3 - Chaîne amont des commodités (Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories «émissions directes de GES» et «émissions indirectes de GES associées à l'énergie)	t CO ₂ éq.	41 451 946	42 168 536	17 796 478
dont émissions de l'électricité achetée pour la revente	t CO ₂ éq.	28 533 202	26 250 871	-
Cat. 3.5 - Déchets produits par les activités (services payés pour les)	t CO ₂ éq.	2 265	0	0
Cat. 3.6 - Voyages professionnels	t CO ₂ éq.	43 177	26 762	13 636
Cat. 3.7 - Déplacements domicile-travail des employés	t CO ₂ éq.	56 591	66 222	91 396
Cat. 3.11 - Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des tiers, hors marché)	t CO ₂ éq.	52 536 380	61 288 580	65 561 304
dont ventes de gaz naturel et GNL	t CO ₂ éq.	52 526 771	61 279 489	65 560 855
dont ventes de biomasse et de biométhane	t CO ₂ éq.	9 609	9 091	449
Cat. 3.15 - Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	t CO ₂ éq.	30 259 065	32 706 929	31 465 816
dont émissions de la production d'énergie	t CO ₂ éq.	29 969 276	32 184 853	31 465 816
dont émissions d'autres activités	t CO ₂ éq.	289 789	522 076	-

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

L'adaptation au changement climatique

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes face aux aléas naturels (multiplication des événements extrêmes du type inondations, sécheresses et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température). Ces risques engendrés par le changement climatique sont de différentes natures : risques physiques, risques de rupture des chaînes de valeur, risques de réputation, risques réglementaires.

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles, à titre d'exemples : la construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange (Belgique), le projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au

Mexique (parc solaire de Slar Mina), le creusement de fossés et d'un bassin pour faire face au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande (Royaume-Uni).

Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action d'adaptation. L'utilisation d'outils, tels que le logiciel Aqueduct de gestion et d'analyse des risques eau et des zones de stress hydrique, aide le Groupe à identifier les risques à l'échelle locale et permet de définir des stratégies d'adaptation adaptées aux problématiques et caractéristiques de chaque site.

S'adapter au changement climatique génère de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

3.5.4.2 Les énergies renouvelables

Le renforcement des capacités du Groupe en énergies renouvelables se poursuit, pour la production d'électricité ou de chaleur, et dans le cas du biogaz pour la mobilité. Les capacités en énergie renouvelable des installations contrôlées par ENGIE (hors mises en équivalence et installations non consolidées) représentent, en 2023, 25,9 GW équivalents électriques installés (GWéeq).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	MWéeq.	25 874	22 291	20 450
Renouvelable – Électricité et Chaleur produites □□	GWhéeq.	78 529	70 383	63 765
Énergie produite – part du grand hydraulique	Pourcentage	56,8%	59,6%	60,4%
Énergie produite – part du petit hydraulique	Pourcentage	1,0%	1,2%	1,3%
Énergie produite – part de l'éolien	Pourcentage	26,8%	23,1%	22,6%
Énergie produite – part du géothermique	Pourcentage	0,4%	0,4%	0,4%
Énergie produite – part du solaire	Pourcentage	8,8%	7,1%	4,8%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	6,2%	8,6%	10,6%
Renouvelable et Non Renouvelable – Électricité et Chaleur produites	GWhéeq.	169 345	183 986	190 864
Part du renouvelable dans le total de l'électricité et de la chaleur produite	Pourcentage	46,4%	38,3%	33,4%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité et de chaleur, la performance énergétique est directement liée au rendement de l'installation qui influe sur sa rentabilité. Tout en respectant les réglementations environnementales et les contraintes de marché de l'électricité, les améliorations

apportées au parc de production permettent d'optimiser son efficacité énergétique, et ainsi la consommation de matières premières. Ainsi, le remplacement d'anciennes turbines ou d'anciennes chaudières par des modèles récents a un impact positif immédiat sur l'efficacité d'une installation.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Production d'énergie des installations contrôlées (périmètre du scope 1)	GWhéeq.	169 345	183 986	190 864
Production d'énergie des installations mises en équivalence (périmètre du scope 3)	GWhéeq.	92 222	88 544	93 230
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	GWh pci	217 479	278 430	318 311
Part du charbon/lignite	Pourcentage	2,03%	4,79%	10,04%
Part du gaz naturel	Pourcentage	46,32%	41,35%	36,56%
Part du fioul (lourd et léger)	Pourcentage	1,38%	0,83%	0,76%
Part de l'uranium	Pourcentage	42,38%	44,68%	44,72%
Part de la biomasse et du biogaz	Pourcentage	4,36%	4,77%	4,34%
Part des autres combustibles	Pourcentage	3,35%	3,43%	3,25%
Part des combustibles pour le transport	Pourcentage	0,18%	0,14%	0,33%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	GWhéeq.	6 323	6 692	7 499
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	Pourcentage	50,4%	49,6%	47,6%

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des réacteurs nucléaires exploités par Electrabel est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, Electrabel attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets) de ces installations sur leur environnement. Chaque centrale publie une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

Les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, sont suivis par Electrabel, mais aussi par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) et sa filiale Belgoprocess, qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des

centrales nucléaires. La publication détaillée d'informations relatives aux volumes de combustibles ou de déchets radioactifs de haute activité est proscrite par l'Arrêté Royal belge du 17 octobre 2011 intitulé "Arrêté royal relatif à la protection physique des matières nucléaires et des installations nucléaires".

Les provisions relatives à l'aval du cycle du combustible nucléaire (opérations relatives au combustible après son utilisation dans un réacteur nucléaire) ainsi que celles relatives aux coûts de démantèlement des centrales nucléaires après leur fermeture sont reprises à la Section 1.6.5.2.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions gazeuses radioactives				
Gaz rares	TBq	37,01	32,19	36,12
Iodes	GBq	0,03	0,03	0,03
Aérosols	GBq	0,04	0,28	0,27
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	m ³	123	182	186
Rejets liquides radioactifs				
Émetteurs Bêta et Gamma	GBq	10,20	14,95	11,46
Tritium	GBq	56,30	101,80	83,49

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.7 "Risques liés aux activités nucléaires".

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur la gestion des bassins prioritaires et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Le Groupe s'est donné un objectif de réduction des consommations d'eau pour l'énergie produite à échéance 2030 et poursuit la mise en œuvre de plans d'action pour les sites présentant un enjeu de stress hydrique élevé ou extrême. En 2023, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* de l'outil *Aqueduct* du *World Resource Institute* qui permet de cartographier différents risques liés à l'eau.

En 2023, 53 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême soit 7 % des sites (hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont finalisés et en cours de déploiement. L'impact du stress hydrique est toutefois relatif en fonction de l'activité et des besoins en eau douce du site. Seuls cinq sites sur les 53 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m³/an). Pour les autres, l'enjeu est davantage de contribuer de manière indirecte à la préservation des ressources en eau, par exemple en proposant la réutilisation de l'eau à d'autres acteurs du bassin versant. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire depuis 2017 de 36,5% les prélèvements d'eau douce (eau exempte de sel) et de 50% les consommations d'eau totales (eau douce et eau salée cumulées).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Eau douce				
Prélèvement total	Mm ³	1 773	1 658	2 406
Rejet total	Mm ³	1 726	1 603	2 340
Eau non douce				
Prélèvement total	Mm ³	4 292	5 215	5 249
Rejet total	Mm ³	4 276	5 191	5 218
Consommation totale (Prélèvements - Rejets)	Mm ³	62	80	96

3.5.4.6 Les déchets

Intégrant les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit depuis, dans sa politique environnementale de 2017, sa volonté de réduire les quantités produites et celle d'augmenter le taux de valorisation de ses déchets. Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels de réduction de production de ses déchets dangereux (-95% vs 2017) et non dangereux (-80% vs 2017) d'ici 2030.

Cette ambition de réduction est complétée par le suivi des taux de valorisation de 83% pour les déchets non dangereux et de 24,4% pour les déchets dangereux en 2023. Les sites

industriels du Groupe sollicitent activement les filières de valorisation locale même si celles-ci restent tributaires de débouchés commerciaux régis par la loi de l'offre et de la demande.

Concernant le gaspillage alimentaire et les déchets associés, seule la restauration collective des employés est concernée. Dans ce domaine, ENGIE sélectionne des sous-traitants ayant inclus des mesures de lutte contre le gaspillage alimentaire dans leur cahier des charges.

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	t	753 711	1 459 706	2 875 114
• Cendres volantes, refiorms	t	84 857	660 169	1 669 050
• Cendres cendrées, mâchefers	t	220 895	513 615	702 669
• Sous-produits de désulfuration	t	13 992	53 170	69 841
• Boues	t	39 013	13 484	21 269
• Bois flotté	t	5 097	10 783	11 508
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	t	625 771	1 164 816	2 419 194
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	26 797	23 506	33 601
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	t	6 537	4 926	5 180

□□ Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2023 (voir Section 3.12).

3.5.4.7 Les polluants atmosphériques

ENGIE met en œuvre une grande variété de techniques pour continuer à réduire ses émissions : réduction à la source grâce à un bouquet énergétique adapté, optimisation de la combustion et traitements des fumées, mise en place de filtres ou injection d'eau pour réduire les particules totales (de toute taille), installation de brûleurs bas-NO_x ou injection d'urée

(traitement secondaire) pour contrôler les oxydes d'azote, choix de combustibles à très basse teneur en soufre pour réduire les émissions de dioxyde de soufre.

Le Groupe s'est doté d'objectifs opérationnels d'ici 2030 de réduction des émissions de NO_x (-75% vs 2017), de SO_x (-98% vs 2017) et de particules totales (-60% vs 2017).

Intitulé des indicateurs	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Émissions de NO _x	t	27 037	34 197	49 819
dont production d'énergie	t	26 676	33 896	49 574
Émissions de SO _x	t	3 396	7 418	106 028
dont production d'énergie	t	3 379	7 400	106 007
Émissions de poussières	t	2 832	3 398	5 820
dont production d'énergie	t	2 823	3 391	5 815
Émissions de mercure	kg	104	139	347
dont production d'énergie	kg	38	49	198

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine, mais aussi aux activités économiques. ENGIE, par ses activités industrielles, a des impacts potentiels directs sur la biodiversité (continuité écologique, avifaune, piscifaune, etc), et indirects via la chaîne d'approvisionnement. Le Groupe présente aussi des dépendances à la biodiversité du fait, notamment, de son utilisation de ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par les services écosystémiques.

Selon les experts internationaux de l'IPBES ⁽¹⁾, la biodiversité est menacée par cinq pressions majeures : le changement d'usage des sols, la surexploitation des ressources, le changement climatique, la pollution et les espèces exotiques envahissantes. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale des sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

(1) Intergovernmental Science-Policy Platform on Biodiversity and Ecosystem Services.

Dès 2010, le Groupe a intégré la biodiversité dans sa stratégie et ses activités. Il est désormais doté d'une politique dédiée et d'engagements clés au travers des dispositifs "act4nature international" et "Entreprises Engagées pour la Nature". Les engagements act4nature international ont été renouvelés en octobre 2023 et un bilan deux ans après des engagements "Entreprises engagées pour la Nature" a été transmis à l'Office Français de la Biodiversité. Tous les détails concernant ces engagements et leurs avancées sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/objectifs-rse/biodiversite>.

La restauration d'habitat naturel (haies, bandes enherbées, zones humides), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe.

C'est dans une logique de respect de la séquence "Éviter, réduire et compenser" que le Groupe développe ses projets. L'évaluation des risques est matérialisée au sein d'une matrice RSE exigée pour tous les grands projets.

L'ensemble des sites du Groupe est analysé chaque année au regard de leur proximité des différentes aires protégées (UICN catégories I à VI, Ramsar, UNESCO naturel et mixte, KBA, MAB). Chaque site localisé à moins de 15 km d'une aire protégée travaille à la mise en œuvre de plans d'action développés en concertation avec les parties prenantes pertinentes.

Le Groupe a également pris un engagement fort d'avoir une gestion des sites respectueuse de la nature, en arrêtant l'usage des produits phytosanitaires chimiques et en contribuant à la restauration des continuités écologiques.

En 2023, le Groupe a réalisé la mesure de son empreinte biodiversité avec l'outil Global Biodiversity Score. Un résumé des résultats sera présenté sur le site internet au cours du premier semestre 2024.

Intitulé de l'objectif	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021	Cible 2030
Développement de plans d'actions pour les sites industriels situés dans ou à proximité d'une zone sensible pour la biodiversité, dans un rayon de 15 km	%	62	60	41	100
Mise en place d'une gestion écologique des sites industriels du Groupe, à savoir entretien des espaces verts respectueux de la nature et zéro produit phytosanitaire	%	58	34	28	100

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires historiques : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement (FNE). Depuis 2009, le comité français de l'UICN apporte à ENGIE son expertise pour intégrer davantage la biodiversité dans sa stratégie, et depuis 2008, FNE contribue à la mise en

relation avec des experts locaux et à la sensibilisation aux enjeux tels que l'application de la séquence "éviter-réduire-compenser" en France. Ces partenariats sont élaborés sur une base triennale. Depuis 2022, ces partenariats sont complétés d'un partenariat avec le Centre mondial de surveillance pour la conservation de la nature (UNEP-WCMC), dans le cadre du programme Proteus.

3.5.4.9 La gestion des risques et des plaintes environnementaux

La gestion des risques environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion de crise.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	93,7%	96,0%	82,8%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	90,9%	95,3%	88,6%

La gestion des plaintes environnementales est assurée par le Groupe. Une synthèse est donnée ci-dessous :

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021
Plaintes liées à l'environnement	4	20	13
Condamnations liées à l'environnement	0	1	2
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	0	9	697
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	924 914	902 683	632 298

Les plaintes reçues par des filiales d'ENGIE sont les suivantes :

- en Belgique, les gestionnaires de parcs éoliens ont reçu une plainte pour nuisances sonores et une pour les désagréments associés à l'effet stroboscopique ;
- au Pays-Bas, le gestionnaire du parc éolien de Levanto a reçu une plainte une chute de concrétions glacées sur un véhicule ;
- en Roumanie, une plainte a été reçue pour une nuisance sonore liée à une station de mesure du réseau de distribution de gaz.

Pour toutes ces plaintes, des évaluations ont été menées ou sont en cours et un dialogue a été engagé avec les parties prenantes.

Il faut encore noter une amende acquittée par le site de Energia Mayakan au Brésil consécutive au contrôle du diamètre d'un tuyau d'évacuation d'eau qui ne correspondait pas à celui autorisé par le permis d'exploitation. Les travaux ont été réalisés pour mettre l'évacuation d'eau en conformité.

En 2023, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se sont montées à près de 925 millions d'euros.

3.5.4.10 Les nuisances

Toute activité industrielle est source de nuisances sonores. Afin de réduire ces impacts, les entités du Groupe effectuent régulièrement des travaux d'isolation phonique (capotage, barrières antibruit, confinement, etc.). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets d'énergies renouvelables, en particulier dans l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque, ENGIE réalise des études d'impact et propose des mesures d'accompagnement destinées à éviter, réduire ou compenser

les éventuels impacts sonores et visuels. Les actions consistent par exemple à définir et mettre en œuvre des plans de bridage des turbines (arrêt ou réduction de puissance sur certains créneaux horaires et/ou pour certaines conditions de vent), à mener des actions spécifiques avec les constructeurs pour réduire la puissance acoustique des machines, à rechercher la meilleure insertion paysagère possible lors de la phase de conception et à réaliser, après construction, des plantations de végétation sur les sites ou chez les riverains lorsque l'impact visuel est avéré.

3.5.4.11 L'utilisation des sols

La protection du sol et des eaux souterraines fait partie intégrante de la politique environnementale du Groupe. Les conséquences environnementales liées à une pollution du sol peuvent s'avérer considérables, au même titre que les coûts des mesures ultérieures d'assainissement. Il est donc important de prévenir ce risque et de le couvrir par des provisions. Ces dernières s'élèvent à 1,388 milliard d'euros en 2023 et portent sur la réhabilitation de sites, le démantèlement d'installations non nucléaires et l'élimination programmée de produits. Dans ce domaine, ENGIE respecte la réglementation de chacun des pays dans lesquels le Groupe opère.

À titre d'exemple, une étude sur la pollution du sol de plusieurs sites de centrales électriques a été réalisée en Belgique. Les risques ont été évalués en collaboration avec les administrations environnementales compétentes et un projet d'assainissement est mis en place.

ENGIE détient plusieurs anciennes usines à gaz. Ces sites peuvent être touchés par les hydrocarbures, les métaux lourds et autres substances volatiles qui peuvent affecter la santé. Ils doivent donc être remis en état avant d'être réutilisés. En 1996, un plan de 10 ans a fait l'objet d'un protocole entre Gaz de France et le gouvernement français pour la réhabilitation de ces sites qui sont depuis 2007 compatibles d'un point de vue sanitaire avec leur usage. Lors de la cession de ces anciens sites, ENGIE s'attache à vérifier que le projet de l'acquéreur est compatible avec le passif environnemental et industriel du site et que le risque pour l'environnement et les riverains est maîtrisé. Et pour l'ensemble des sites du Groupe, une surveillance des sols et des eaux souterraines est menée, conformément aux permis d'exploitation, afin de prévenir une éventuelle pollution.

Par ailleurs, pour renforcer l'ancrage territorial de ses activités, ENGIE a mis en place un dispositif structuré de dialogue avec ses parties prenantes, conforme aux principaux standards internationaux (AA1000, ISO 26000, principes du Pacte Mondial, lignes directrices de l'OCDE). Ce dispositif est fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités d'ENGIE. Défini au niveau Groupe, le dialogue est décliné dans chaque *hub* régional, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE à horizon 2030, ENGIE s'est fixé pour ambition en 2020 de couvrir 100% de ses activités industrielles par un mécanisme structuré de dialogue et de concertation avec les parties prenantes.

Les gazoducs constituent l'une des occupations des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels en surface puisqu'elles n'empêchent pas les espèces de se déplacer comme elles le doivent. Néanmoins, elles peuvent avoir un impact négatif sur les habitats souterrains. Les gazoducs peuvent également générer des conflits d'occupation des sols et pour cette raison, GRTgaz établit en France des conventions de servitude amiables avec l'ensemble des propriétaires des terrains traversés suite à des phases de concertation (taux de signature de convention amiable régulièrement > 90% sur les projets). Ces conventions définissent les restrictions d'usage des sols pour les propriétaires (interdiction de construire à l'endroit des canalisations et de planter une végétation dépassant 2,70 m) en contrepartie d'indemnités. Un travail plus spécifique est mené avec la profession agricole pour préserver l'usage des terres par les agriculteurs dans le cadre de leur activité professionnelle.

3.6 INFORMATIONS SOCIÉTALES

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue structuré et adapté à l'ensemble des parties prenantes des activités du Groupe.

3.6.1 DIALOGUE AVEC LES PARTIES PRENANTES ET PARTENARIATS

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Sur la base des démarches existantes, le Groupe accompagne ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques. Cela va de la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel dans les équipes projet.

L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en privilégiant la prise en compte des attentes et besoins des territoires et l'appropriation des activités du Groupe par ses bénéficiaires.

Cet accompagnement permet aux activités industrielles de cartographier les parties prenantes et de s'aligner avec l'objectif de mise en place de plans d'actions sociétaux dans toutes les activités du Groupe à l'horizon 2030.

L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est fondée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000, l'IFC (*International Finance Corporation*) de la Banque Mondiale et les Principes de l'Équateur.

Elle consiste d'une part en la sensibilisation et la formation des collaborateurs à la structuration du dialogue avec les parties prenantes en lien avec l'entité de formation du Groupe, ENGIE University. D'autre part la méthodologie consiste en un appui technique à la réalisation de plans d'actions de dialogue adaptés aux enjeux et aux attentes des territoires.

En 2022, la structuration du dialogue avec les parties prenantes a été intégrée dans les programmes de formation d'ENGIE University par le biais d'un e-learning accessible à tous les salariés du Groupe. En 2023, 842 salariés ont réalisé le module et 113 salariés ont participé à des séances de sensibilisation dans le cadre de la Sustainability Academy.

Au niveau Groupe, le dialogue avec les parties prenantes repose sur deux principales instances : le comité des parties prenantes et le forum dialogue et transition. En 2023, dans le

cadre ce forum, les trois sessions de dialogue ont été alimentées par les différentes problématiques que rencontrent les opérationnels sur les territoires. La rencontre avec le comité de parties prenantes du Groupe a été reportée au premier semestre 2024.

Au niveau opérationnel, le dialogue avec les parties prenantes est mesuré au travers de la mise en œuvre des plans d'actions sociétaux. En 2023, 49% des sites, activités et projets sont couverts par ces plans d'actions.

Intitulé de l'objectif	Unité	ENGIE 2023	ENGIE 2022	ENGIE 2021	Cible 2030
Mise en œuvre de plans d'actions sociétaux pour les sites, activités et projets (dialogue avec les parties prenantes)	%	49	46	36	100

Cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats sociétaux et environnementaux avec notamment France Nature Environnement, le Comité Français de l'UICN et la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement).

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact COP22 niveau Advanced*.

3.6.2 LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ET FONDATION D'ENTREPRISE

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

ENGIE dispose d'un portefeuille d'environ 20 millions de contrats dans les pays où il opère, parmi lesquels environ 1 million de clients sont considérés comme précaires ou en difficultés au regard des législations nationales qui diffèrent selon les pays. ENGIE a à cœur d'aider ses clients à faire face à la précarité énergétique et applique ainsi non seulement les mesures prises par les pouvoirs publics mais aussi des actions propres.

En France, ENGIE contribue au Fonds Solidarité Logement (FSL) depuis 2007 et à raison de 6 millions d'euros par an depuis 2010 (12 millions en 2022). En 2023, ENGIE est signataire de 110 conventions actives du FSL dont 16 avec des métropoles. En 2023, environ 41 439 familles ont été aidées grâce à ce fonds géré par les départements et/ou les métropoles. Le montant de l'aide moyenne accordée est de 309 euros, en augmentation par rapport à 2022.

ENGIE s'appuie sur ses Correspondants Solidarité Relations Externes, qui s'engagent à porter la politique Solidarité d'ENGIE auprès des élus locaux, des travailleurs sociaux, des partenaires de médiation sociale et des associations de consommateurs. Cette proximité est fondamentale et nécessaire à la mise en place d'une aide personnalisée pour les clients les plus fragiles. ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2023. En 2022, 37 partenaires de médiation sociale ont contacté 17 992 clients afin de trouver une solution à leurs impayés de factures. Ces actions permettent de reprendre contact avec les clients en difficultés et ont été reconduites en 2023 avec près de 18 500 clients contactés.

En complément, ENGIE a développé des outils dédiés aux acteurs sociaux afin que ces derniers puissent répondre de manière appropriée et immédiate aux demandes des clients en difficulté. Ainsi, le portail Solidarité ENGIE (disponible à l'adresse suivante : servicessociaux.engie.fr), créé en avril 2018 et dédié aux travailleurs sociaux afin d'accompagner en toute autonomie et de manière sécurisée nos clients en difficulté, a vu pour la cinquième année consécutive son utilisation progresser et continue d'être plébiscité par les utilisateurs : pour l'année 2023, 185 720 interactions entre les services sociaux départementaux et communaux et les équipes solidarité ENGIE ont été dénombrées et plus de 23 000 utilisateurs. Une ligne téléphonique dédiée aux travailleurs sociaux est également ouverte du lundi au vendredi de 9h à 17h afin de leur apporter une réponse dans les plus brefs délais. En 2023, 38 800 appels ont été reçus et traités par les conseillers Solidarité ENGIE avec un taux d'accessibilité de 95%.

Par ailleurs, afin de simplifier le parcours de nos clients en difficulté, les aider à s'informer sur les aides mobilisables et les conseils et services gratuits, ENGIE a créé en décembre 2023 une page Solidarité sur le site public ENGIE <https://particuliers.engie.fr/aide-contact/espace-solidarite.html>

ENGIE participe également à l'expérimentation "Aide Budget" pilotée par la Direction Générale du Trésor. Ce dispositif constitue une aide complémentaire à l'accompagnement des clients en difficulté. Ainsi sur proposition d'ENGIE et sous réserve de consentement client, le Point Conseil Budget contacte les clients en difficulté et leur propose des solutions d'accompagnement budgétaire global.

Enfin, ENGIE a noué des partenariats avec les Compagnons Bâisseurs et Réseau Eco Habitat en 2023 afin d'accompagner quelques familles précaires propriétaires de leur logement dans la rénovation énergétique de celui-ci en finançant le reste à charge.

Le Groupe a poursuivi en 2023 ses actions de sensibilisation à la sécurité des installations intérieures de gaz et aux économies d'énergie. Ainsi, en France, fidèle à sa raison d'être, GRDF affirme sa solidarité avec ses clients. En activant des synergies avec les acteurs locaux, l'entreprise contribue à informer, orienter et soutenir les personnes en situation de précarité énergétique. Depuis plusieurs années, l'entreprise mène ainsi des actions spécifiques auprès de familles à revenus modestes afin de les sensibiliser à la sécurité de leurs installations intérieures de gaz et aux économies d'énergie. Parmi ces actions, la huitième édition de CIVIGAZ, mission de service civique créée et pilotée avec la Fondation agir contre l'exclusion, s'est tenue sur 2022 et 2023. Depuis 2015, le programme a permis de sensibiliser plus de 71 000 personnes. Les visites menées par les volontaires en service civique ont également permis de réaliser plus de 5 200 mises en conformité des installations gaz.

À la suite d'une étude d'impact, des travaux menés en collaboration avec la Fondation Agir Contre l'Exclusion ont amené à une évolution du programme pour en renforcer l'impact. Pour la saison 2023/2024, les principaux changements comprennent l'enrichissement des contenus, avec un focus sur la sobriété énergétique et l'accès aux données de consommation, et l'intégration d'animations collectives axées sur la maîtrise des énergies dans les espaces publics (pied d'immeubles, dans des écoles, sur des marchés, etc.). De plus, la durée du programme a été prolongée de sept à 12 mois, et les moyens humains ont été accrus au sein des structures locales.

Ces évolutions ont conduit à un intérêt renforcé des collectivités locales pour ce dispositif. Ainsi CIVIGAZ se déploiera dans 15 territoires au sein de huit régions de France métropolitaine pour la saison 2023/2024.

GRDF a également maintenu ses partenariats avec l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE), la Fédération nationale Soliha, l'Association nationale des compagnons bâtisseurs, l'association Stop exclusion énergétique, la Croix Rouge insertion et le CLER (porteur du programme SLIME) afin de capitaliser sur l'expérience de CIVIGAZ, qui fédère des coalitions d'acteurs des territoires autour des enjeux de sécurité et de précarité.

Enfin, et dans le même temps, GRDF poursuit ses actions au quotidien directement auprès de ses clients et des collectivités partenaires : sensibilisation des techniciens et conseillers clientèle au sujet de la précarité énergétique, prévention renforcée sur les actes de coupure pour impayés, et lancement de diverses expérimentations locales en lien avec les acteurs sociaux et de l'énergie sont autant d'actions menées en 2023 pour soutenir ses clients.

En Australie a été mis en place le "Bill assist program" destiné aux clients en difficulté en leur offrant de la flexibilité et des solutions de paiement individualisées sur la base d'engagements réciproques. Il est complété par le programme "Here to help" avec deux initiatives qui ciblent les clients avec 30 ou 120 jours de retard de paiement.

En Belgique, il existe un tarif social pour les clients en difficulté qui ont accès à une ligne dédiée. ENGIE a aussi noué des partenariats avec les centres publics d'action sociale (CPAS) et propose des plans d'étalement des paiements plus longs pour les clients en difficulté.

Aux Pays-Bas ont été noués des partenariats avec des associations comme "Geldfit" qui aide les clients avec des difficultés financières à s'adresser aux bons interlocuteurs pour obtenir des aides et qui forme les salariés d'ENGIE à mieux connaître ces clients, ou "Noodfonds Energie" qui est un fonds d'urgence permettant d'obtenir une aide financière pour le paiement des factures d'énergie. Les clients précaires bénéficient d'un traitement spécifique, de plan d'étalement des paiements mais aussi des actions de sensibilisation aux économies d'énergie.

En Roumanie, il existe des mesures de protection financière et non financière impulsées par la régulation locale comme les aides au chauffage, à la consommation, à l'achat d'équipement efficaces ou de produits et services visant à accroître l'efficacité énergétique. Une équipe dédiée d'ENGIE gère les processus liés aux aides attribuées par les mairies et les agences départementales d'aide sociale, les plans d'étalement et les outils de pilotage de la consommation et de sensibilisations aux économies d'énergie.

3.6.2.2 Fonds à impact environnemental et social "ENGIE Rassembleurs d'Énergies"

Le Groupe soutient l'entrepreneuriat social et les populations défavorisées à travers le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies investit dans des entreprises sociales promouvant une croissance partagée et durable pour tous en s'appuyant sur une énergie propre et abordable et sur des modèles d'entreprise innovants durables.

Le fonds se déploie sur six différentes thématiques en ciblant à la fois performance financière et l'impact social et environnemental : les solutions énergétiques décentralisées durables, les solutions de cuisson propres et sécurisées, le biogaz, l'efficacité et la sobriété énergétique, l'économie circulaire et la mobilité durable et inclusive.

Début 2023, les entreprises du portefeuille ont fourni un accès à une énergie propre et durable à 7,8 millions de bénéficiaires dans le monde. Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont généré plus de 33 000 emplois directs et indirects dont plus de 60 % occupés par des femmes. Au total plus de 20 000 salariés du Groupe ont investi une partie de leur épargne dans le FCPE Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies donnant ainsi un sens à leur épargne en lien direct avec leur métier.

Les 22 entreprises actives du portefeuille opèrent sur quatre continents (Europe, Afrique, Asie et Amérique latine) et dans

une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 11 Objectifs de Développement Durable à travers un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de la croissance inclusive notamment grâce à l'accès à l'énergie durable et à la réduction de la précarité énergétique. À travers elles, Engie Rassembleurs d'Énergies apporte des solutions à des populations vulnérables.

En 2023, le fonds a poursuivi son déploiement dans la mobilité inclusive en France avec un investissement dans la start-up Omni. Cette jeune société française a pour ambition de changer la vie de plus de 25 millions de Personnes à Mobilité Réduite en Europe, grâce à une solution simple et abordable d'électrification des fauteuils roulants.

Fin 2023, ENGIE Rassembleurs d'Énergies a engagé un total de 38,5 millions d'euros.

ENGIE Rassembleurs d'Énergies est agréé ESUS depuis 2011, certifié B Corp™ depuis 2019, en reconnaissance de sa contribution positive à la société et à l'environnement, la transparence de son action et sa recherche d'amélioration continue. La certification B Corp™ a été renouvelée en 2023. ENGIE Rassembleurs d'Énergies a également le statut d'Entreprise à Mission depuis 2021.

3.6.2.3 Fondation ENGIE

Créée en 1992, l'ambition de la Fondation ENGIE est de donner une chance à ceux qui n'en ont pas (publics éloignés ou fragiles), d'incarner l'engagement sociétal d'ENGIE dans le champ des solidarités, de faire vivre les valeurs et la raison d'être du Groupe.

Son action s'articule autour de deux grandes priorités :

- **Planet** avec l'accès de tous à l'énergie grâce à la mobilisation des collaborateurs d'ENGIE - sauvegarde de la biodiversité - lutte contre le changement climatique ;
- **For People** avec son programme Education afin notamment de favoriser l'accès aux sciences et à la culture des jeunes et son programme "lutte contre la pauvreté et emploi".

La Fondation ENGIE souhaite répondre également aux situations d'urgence suite à des catastrophes naturelles.

La Fondation ENGIE inscrit ses actions dans son mandat 2020-2025, avec une dotation annuelle de 7,8 millions d'euros.

Pour répondre aux grands défis, la Fondation ENGIE s'appuie sur l'engagement des collaborateurs et notamment les ONG internes d'ENGIE (Energy assistance), avec trois priorités :

- impact (agir avec impact) ;
- proximité (être au cœur des territoires) ;
- responsabilité (contribuer aux enjeux sociétaux, donner l'énergie des possibles pour permettre aux projets de se réaliser dans les domaines de l'enfance et la jeunesse, la solidarité et l'environnement).

Prendre soin de la vie et de notre planète, c'est ce qui anime la Fondation ENGIE depuis près de 30 ans. Avec 48% de ses projets dédiés à l'accès à une énergie renouvelable et durable et à la biodiversité en 2023, la Fondation ENGIE s'engage année après année en faveur de l'environnement. Son objectif est de participer à des projets ambitieux, à impact et contribuant à l'effort collectif de l'Agenda 2030 à travers la réalisation des Objectifs de Développement Durable (ODD).

Dans le domaine de la biodiversité et du climat, la Fondation ENGIE soutient notamment des projets structurants aux cotés

de l'Office Français de la Biodiversité avec les Trophées des Atlas de la Biodiversité Communale et des projets pour la protection des océans avec l'exploration du Golfe du Lion avec le Muséum National d'Histoire Naturelle, la préservation de la posidonie.

En 2023, la Fondation ENGIE a soutenu plus de 130 projets à travers le monde avec plus de 4 000 bénéficiaires. Les détails sur la Fondation ENGIE sont présentés sur le site internet : fondation-engie.com.

3.6.3 TRANSITION JUSTE

Le plan de transition vers le Net Zéro Carbone d'ici 2045 présenté par ENGIE en 2021 est fondé sur une trajectoire *well-below* 2°C, certifiée SBTi. En ligne avec l'Accord de Paris, il a été conçu pour ses clients, ses parties prenantes et pour le Groupe afin de poser les fondations d'une croissance durable à long terme. Les objectifs du Groupe pour une transition énergétique abordable, fiable et durable résonnent avec les enjeux de la société, les enjeux climatiques et nature, les enjeux du marché de l'énergie et ceux de ses parties prenantes.

Depuis le conflit russo-ukrainien et la volatilité des prix de l'énergie sur le continent européen, sous-tendu par l'urgence climatique, la pertinence de la stratégie d'ENGIE d'offrir un mix énergétique équilibré, résilient et abordable s'en trouve renforcée. Ainsi, ce plan vise notamment à :

- s'assurer que les clients, et en particulier les clients à faibles revenus, puissent accéder à une énergie abordable et durable grâce à des offres innovantes ;
- s'engager avec les communautés dans des projets territoriaux ;
- garantir un dialogue social de qualité à tous les niveaux, offrir une protection sociale à tous ses employés à travers le monde, garantir leur employabilité par la formation et la reconversion et les accompagner lors des restructurations ;
- établir des normes élevées en matière de droits du travail, de droits de l'Homme et de durabilité tout au long de la chaîne d'approvisionnement, à promouvoir des achats inclusifs et à s'engager avec les fournisseurs dans leur parcours de démantèlement.

Ce plan met ainsi en œuvre les principes de transition juste au profit des consommateurs, des communautés, des travailleurs et des fournisseurs.

Pour les consommateurs, ils reposent sur des initiatives en faveur d'une énergie abordable.

ENGIE propose des offres gratuites - ou ne nécessitant que quelques euros - permettant au consommateur de suivre sa consommation, de bénéficier de conseils personnalisés, de gérer selon un budget cible ou de contrôler à distance sa consommation et son confort.

ENGIE encourage également ses clients particuliers en les rémunérant pour leurs actions en faveur des économies d'énergie. En France, "Mon programme pour Agir" rémunère sous forme de kiloacts les gestes écoresponsables ; ces kiloacts peuvent ensuite être réinvestis par les clients dans des actions RSE. En Australie, le programme "Reduce & Reward" permet au client qui réduit sa consommation de recevoir une récompense sous forme de réduction de sa facture. Pour les entreprises, ENGIE continue à développer les *Power Purchase Agreements* (PPA) et les contrats de performance énergétique.

Pour les communautés, ces principes ont trait à la création de valeur locale et durable, au développement de nouvelles filières industrielles ayant des retombées positives pour les territoires et contribuant à leur résilience, à un processus robuste de consultation avec les parties prenantes et à la conclusion de partenariats. Ainsi, le label SET (*Sustainable Energy Transition*) poursuit son déploiement dans plusieurs pays (France, Italie, Espagne, Belgique, Chili, Etats-Unis et Canada). Audité par des experts indépendants de Bureau Veritas, ce label SET certifie la méthode déployée par ENGIE

pour réaliser des projets éoliens terrestres et solaires intégrés à leur territoire, respectueux de la nature et toujours plus utiles à la diminution des émissions de gaz à effet de serre. Un référentiel strict est appliqué et il compte neuf engagements, répartis en trois grandes thématiques : territoires, nature et climat garantissant notamment l'implication des parties prenantes dans les projets, la préservation de la nature à proximité des installations et l'optimisation de la contribution des projets à la lutte contre le dérèglement climatique.

ENGIE a aussi lancé une étude d'empreinte socio-économique mondiale qui sera rendue publique en 2024 pour présenter ses impacts en termes d'emplois (directs et indirects) et de contribution à la richesse des pays où il est implanté.

Pour les employés, le Groupe poursuit le déploiement des mesures de protection avec le programme mondial de couverture sociale, "*ENGIE Care*", qui couvre quatre domaines clés à travers le monde. Ce programme, créé avec les Fédérations syndicales internationales, vise à fournir à chaque employé, partout dans le monde, une protection sociale basée sur quatre domaines clés : hospitalisation, couverture du décès, invalidité (permanente et totale), congé parental (paternité et maternité).

ENGIE participe également à la négociation d'un accord au niveau européen entre la Fédération des employeurs du secteur du gaz (Eurogas) et les fédérations syndicales ESPU (service public) et IndustriALL (industrie) sur la transition juste dans le secteur du gaz autour des thématiques suivantes : anticipation des changements d'emploi et des besoins en compétences, transition d'un emploi à l'autre, formation comme clé de l'employabilité (droit à la formation, dialogue social fort, et diversité sur le lieu de travail). Cet accord devrait être conclu au cours du premier semestre 2024.

En termes de formation, ENGIE University propose la *Sustainability Academy* dont l'un des objectifs est de mettre en avant l'expertise et l'engagement des collaborateurs du Groupe à prendre en compte les questions de durabilité dans leurs métiers. Un autre objectif est de partager cette expertise avec l'ensemble de l'entreprise et son écosystème. La *Sustainability Academy* propose plusieurs niveaux de formation, allant de l'acculturation à l'expertise et est basée sur différents formats.

Le centre de formation en apprentissage dédié à la transition énergétique et aux métiers du climat permet la formation de nombreux jeunes au travers de programmes d'alternance. Cela permet d'accéder aux futurs métiers du Groupe et d'accélérer sa stratégie vers le Net Zéro Carbone.

Enfin, pour ses fournisseurs "préférentiels", ENGIE les encourage à s'engager dans une trajectoire de décarbonation alignée ou certifiée SBTi. Les fournisseurs clés d'ENGIE sont également évalués par EcoVadis sur les quatre thèmes suivants : environnement, droits humains, droits des travailleurs, éthique et achats durables.

Pour mener à bien ce plan de transition juste, ENGIE s'est appuyé sur une démarche de transparence et de co-construction avec la société civile. En 2022, le plan a été soumis pour avis à un Comité de parties prenantes (associations, investisseurs responsables, économistes, institutionnels et activistes) et début 2024 le Groupe présente ses premiers indicateurs clés alignés sur ses ambitions dans le rapport intégré.

3.7 ACHATS, SOUS-TRAITANCE ET FOURNISSEURS

Avec une dépense de 18 milliards d'euros par an hors achats d'énergie, la fonction Achats a une place de premier rang dans la chaîne de valeur du Groupe et a pour ambition :

- d'être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- d'être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- de contribuer à sa démarche RSE et à l'atteinte de ses objectifs en matière de décarbonation ;
- de développer les talents et les compétences clefs de la filière Achats.

La "Sustainability" (durabilité) des achats, et plus généralement de toute la chaîne d'approvisionnement du Groupe, est devenu un enjeu essentiel qui s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat. Les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (objectif Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below* 2°C d'ici 2030, etc.) ;
- l'impact des achats sur la nature (eau, biodiversité, polluants, déchets, etc.) est un sujet dont l'importance croît fortement ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains de la chaîne d'approvisionnement, santé des travailleurs, etc.).

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- d'une Charte Achats qui définit les engagements et les attentes d'ENGIE à l'égard de ses fournisseurs notamment en matière de droits humains, de santé et sécurité, d'éthique ainsi que de durabilité (carbone, environnement, circularité). Ces principes s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement ;
- d'une Gouvernance Achats qui pose 14 règles définissant les principes de gestion des dépenses externes et le fonctionnement des Achats. Elle vise notamment à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en encourageant leur coopération dans les activités de sélection des meilleures offres. Depuis 2022, l'obligation d'évaluation par un tiers et la conduite de *due diligence* est obligatoire pour des fournisseurs clés du Groupe (Stratégiques, Préférentiels et Majeurs).

Les exigences de ces deux documents, ainsi que celles plus générales du Groupe, sont déclinées dans les processus opérationnels. Ces processus couvrent la gestion des catégories d'achats et des panels fournisseurs ainsi que les étapes de l'achat et de l'approvisionnement. Ils intègrent les exigences du Code de conduite éthique (qui remplace la Charte éthique depuis 2023), la Politique de responsabilité sociétale d'entreprises *Global Care*, le Code de conduite de la relation avec les fournisseurs et la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs. En 2022, le Groupe a souhaité développer et piloter les achats dans le secteur adapté, ce qui a donné lieu à la signature d'une Politique Achats Inclusifs France.

En 2020, la Direction des Achats Groupe a fixé deux objectifs RSE qui sont déclinés dans l'ensemble de son système de management :

Intitulé objectif	Critère	Résultats 2023	Objectif 2025	Objectif 2030
1. Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Top Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBT	24%	25%	100%
2. Développer les Achats Responsables	Évaluation RSE des fournisseurs mesurée par le taux des fournisseurs préférentiels et majeurs avec une note ECOVADIS supérieure au niveau "risque RSE maîtrisé"	43%	70%	100%
	Promotion des Achats inclusifs mesurée par la part des achats inclusifs alignés avec les recommandations du GT3. Un groupe de travail composé de sociétés françaises (Bnp Paribas, Accor, Crédit Agricole, Danone, etc.)	80%	60%	100%

ENGIE a développé une stratégie proactive pour renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement dans un environnement géopolitique et réglementaire en pleine mutation. Dans un contexte de tensions géopolitiques internationales, le Groupe est confronté à des retards logistiques, à des pressions sur les prix, à des pays sous embargo, à des réglementations sur les droits de l'homme (par exemple, le *Uyghur Forced Labor Prevention Act*) et à des barrières commerciales (par exemple, l'*Inflation Reduction Act* américain). En outre, le risque climatique et l'ambition Net Zéro Carbone exercent une pression supplémentaire sur les fournisseurs d'énergie. Le développement de la traçabilité et de la diversité des chaînes d'approvisionnement est donc une priorité pour atténuer le risque RSE et géopolitique, tout en construisant des chaînes d'approvisionnement plus durables (voir Section 3.9.1.6 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie).

La gestion de ces risques donne lieu à des plans d'actions spécifiques aux catégories d'achats les plus à risque et stratégiques pour le Groupe. Celles-ci sont identifiées à partir d'une matrice de risques élaborée avec le concours du réseau

des Catégorie Managers et le partenaire RSE : EcoVadis. Cette matrice combine le risque RSE de chaque catégorie, le risque pays et la connaissance du marché.

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs clés du Groupe, les Stratégiques, les Préférentiels et les Majeurs, ce qui représente une part substantielle de la dépense totale soit environ 37%.

Par ailleurs, la bonne mise en œuvre des processus achats est vérifiée via les processus de contrôle interne (voir Section 2.3 Procédures de contrôle interne) et de l'audit interne.

Enfin, l'atteinte de ces objectifs ambitieux est soutenue par un programme progressif de formation continue au sein de la fonction Achats et au cœur des entités du Groupe. En 2023, la Direction Achats a mis en place un programme de formation transverse (*Procurement Academy*) qui prévoit un ensemble de formations obligatoires dans les domaines suivants : Éthique, Durabilité (Transition énergétique et changement climatique), Santé & Sécurité, Management, Diversité et Inclusion, les conditions de travail et la sécurité informatique.

3.8 ÉTHIQUE ET COMPLIANCE

Les dirigeants du Groupe portent et supervisent la politique éthique et *compliance* du Groupe, et en garantissent la bonne application. Un message de "Tolérance Zéro" envers tout manquement à l'éthique et, plus particulièrement envers toute forme de fraude et de corruption, est régulièrement porté par la Directrice Générale. L'ensemble des responsables à tous les niveaux du Groupe porte le même message.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les textes de référence internationaux. L'ensemble des mesures du Groupe

permettant de prévenir et de lutter contre la corruption s'y conforme. Il en est de même pour la stratégie du Groupe relative au respect des droits humains et pour son programme de protection des données personnelles.

Le Groupe a pris des engagements anticorruption volontaires. ENGIE est membre du Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption. ENGIE adhère également à la Section française de l'ONG *Transparency International*.

3.8.1 GOUVERNANCE ÉTHIQUE ET COMPLIANCE

Le Conseil d'Administration, via son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD - voir Section 4.1.2.4.4), supervise l'éthique et la *compliance* au sein du Groupe.

Le Comité de la *Compliance* évalue le traitement des incidents éthiques et assure le suivi de l'évolution du dispositif éthique et *compliance* du Groupe. Il réunit, au niveau Groupe, la Secrétaire Générale, le Directeur des Ressources Humaines et les Directeurs des Directions Corporate suivantes : Juridique, Éthique, *Compliance & Privacy*, Audit Interne et Contrôle Interne.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) est rattachée à la Direction Juridique, Éthique & *Compliance*, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale du Groupe. La DECP pilote l'intégration de l'éthique dans la stratégie, le management et les pratiques du Groupe. Elle propose les politiques et procédures du Groupe en matière d'éthique et de *compliance*. Elle accompagne leur mise en œuvre à tous les niveaux du Groupe. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9) et traite les alertes issues de la procédure

Groupe qu'elle pilote. La DECP anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et des correspondants éthiques (en 2023 : plus de 240 personnes) et des *Data Privacy Managers* (en 2023 : plus de 130 personnes) dans l'ensemble du Groupe. La plupart d'entre eux cumule ce rôle avec d'autres fonctions (juridique, RH, contrôle interne, etc.).

Les *Ethics & Compliance Officers* et les *Data Privacy Managers* s'assurent notamment de la mise en œuvre du dispositif Éthique et *Compliance* et du dispositif *Data Privacy* du Groupe au niveau de leurs entités. Leurs activités relèvent de la responsabilité du Directeur Général ou du manager des entités pour lesquelles ils interviennent.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance*, en tout premier lieu, sur la prévention et la lutte contre la fraude et la corruption. Elle est également en charge de la protection des données personnelles, des embargos et de la représentation d'intérêt.

3.8.2 ÉVALUATION DES RISQUES

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (*Enterprise Risk Management - ERM*) (voir Section 2.1.1). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non-respect des règles d'embargo ou de contrôle à l'exportation, non-respect des règles du droit de la concurrence et fraude. La démarche d'analyse de risques du Groupe inclut aussi le risque *Data Privacy*. Elle vise notamment le risque lié aux atteintes aux données personnelles et le risque de non-conformité au Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD).

Le processus d'évaluation du risque corruption, d'atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une approche d'analyse commune au périmètre de toutes les GBU du Groupe. Ainsi le Groupe a mis en œuvre en 2023 une nouvelle méthodologie de cartographie des risques de corruption et de trafic d'influence s'inscrivant dans les recommandations de l'Agence Française Anti-Corruption. Le risque de violation des droits humains est analysé à l'aide d'une grille d'autodiagnostic Groupe. Le Groupe a également émis des lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles.

3.8.3 TEXTES DE RÉFÉRENCE

La politique éthique et *compliance* d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur plusieurs textes de référence.

3.8.3.1 Le Code de conduite Éthique d'ENGIE

En 2023 le Groupe s'est doté d'un nouveau Code de conduite éthique. Ce document remplace la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique d'ENGIE et les a fait évoluer vers un Code de conduite éthique répondant aux enjeux éthique et *compliance* actuels du Groupe et de ses activités ainsi qu'aux attentes de ses parties prenantes.

Le Code de conduite éthique fixe le cadre dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Il précise notamment, à la page 8, les engagements éthiques d'ENGIE. Il présente également les actions concrètes à travers lesquelles ces principes sont mis

en œuvre. Il décrit en outre le dispositif et l'organisation éthique et *compliance* du Groupe.

Par ailleurs, il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques.

Ce Code de conduite éthique est applicable à tous les collaborateurs du Groupe. Il s'applique également aux relations avec l'ensemble des tierces parties du Groupe.

Le nouveau Code de conduite éthique a été publié en 10 langues sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/code-conduite-ethique

3.8.3.2 Le référentiel Intégrité

Le référentiel "Intégrité" rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence. L'ensemble des procédures d'évaluation éthique a été revu en 2018 et 2019 et étendu en 2021 aux activités de recrutement. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs, les consultants commerciaux et les nouvelles personnes recrutées aux positions les plus

exposées au risque de corruption font l'objet d'une action préventive renforcée.

En 2020, le Groupe a réformé la politique cadeaux-invitations. Il a également déployé un nouveau registre des consultants commerciaux. Enfin, le Groupe a créé un nouveau registre cadeaux-invitations qui a été déployé en 2021. Ces registres sont entièrement digitalisés, communs à toutes les entités du Groupe et conçus comme des outils de pilotage et de suivi.

3.8.3.3 Le référentiel et la politique Droits Humains

Le référentiel et la politique "Droits Humains" rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect des droits humains internationalement reconnus. Ce dispositif précise les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques. Il permet ainsi au Groupe d'exercer sa vigilance sur les impacts

de ses activités au regard des droits humains de toute personne. Le référentiel et la politique constituent le socle du volet droits humains du plan de vigilance du Groupe (voir aussi la Section 3.9).

3.8.3.4 Le référentiel Conformité Éthique

Le référentiel "Conformité Éthique" précise la méthodologie de déploiement du dispositif éthique et *compliance* du Groupe et l'évaluation de l'état de conformité. Il rassemble également les dispositifs de conformité du Groupe en matière d'embargo, de contrôle des exportations et en droit de la concurrence.

Depuis 2017, le Groupe dispose d'un dispositif de conformité propre au suivi des actions de représentation d'intérêt. Conformément à la loi du 9 décembre 2016, ce dispositif permet aux entités du Groupe de respecter leur obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la Transparence de la Vie Publique (HATVP). Son champ d'application a été élargi en 2022 aux décideurs publics locaux.

Depuis 2017 également, le référentiel du Groupe vise la conformité en matière de protection des données personnelles, conformément aux exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données

personnelles. Dans ce contexte le Groupe s'est doté en 2019 d'une politique et de procédures spécifiques.

Celles-ci ont été actualisées en 2022 pour en renforcer la gouvernance. La nouvelle politique a été publiée sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/protection-des-donnees/politique-groupe-de-protection-des-donnees-personnelles>.

Des lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique ont été déployées dans le Groupe en 2019.

Enfin, en 2023 le Groupe a développé un Guide relatif à l'enquête interne et mis à la disposition des membres de la filière Éthique & *Compliance*. Ce Guide définit un socle de lignes directrices en matière d'enquête interne commun à l'ensemble des entités du Groupe.

3.8.3.5 Les Codes de conduite métiers

Des codes de conduite métiers appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent le "Code de conduite de la relation avec les fournisseurs" et le "Code de conduite en

matière de *lobbying*". Ces documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/principes-et-engagements.

3.8.4 SIGNALEMENT ET RAPPORT DES INCIDENTS ÉTHIQUES

La politique Groupe relative aux lanceurs d'alerte, intégrant les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, a été définie en 2017. Cette politique est conforme avec la loi n° 2022-401 du 21 mars 2022 (loi "Waserman") qui transpose dans le droit français la Directive européenne n° 2019/1937 sur la protection des lanceurs d'alerte. Le dispositif de recueil des alertes au moyen d'un courrier électronique à l'adresse : ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mis en place au niveau Groupe en juillet 2018. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Depuis janvier 2019, ces canaux sont ouverts à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j. Les alertes par e-mail font l'objet d'un accusé de réception qui est systématiquement et immédiatement envoyé au lanceur d'alerte. Il est répondu aux alertes par téléphone en direct lorsqu'elles sont reçues pendant les heures de bureau (heure de Paris). Lorsqu'elles sont reçues à un autre moment, le prestataire externe rappelle l'émetteur de l'appel téléphonique sous 24 heures lorsque ce dernier a laissé son numéro de téléphone.

Ce dispositif est présenté sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/ethique-et-compliance/dispositif-alerte>. Il complète les autres voies de signalement éthique accessibles à tout collaborateur et à toute personne extérieure au Groupe.

Les alertes et les rapports managériaux de dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers *My Ethics Incident*, un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans l'ensemble des entités du Groupe. Ces alertes et rapports concernent sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et données personnelles (pour la remontée et le traitement des *data breach*). En 2023, 274 saisines dans le cadre de la procédure d'alerte du Groupe ont eu lieu (254 en 2022, 187 en 2021, 201 en 2020, 183 en 2019) et 222 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés au niveau de la DECP (346 en 2022, 277 en 2021, 283 en 2020, 282 en 2019, 218 en 2018). Le Groupe présente des informations plus détaillées sur les domaines éthiques concernés et sur les sanctions appliquées sur la page internet d'ENGIE à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/conformite-ethique>.

3.8.5 FORMATIONS

Le Groupe a mis en place un plan de formation éthique et compliance obligatoire visant l'ensemble des collaborateurs du Groupe. Il est adapté selon les fonctions et activités des collaborateurs concernés. Il est appuyé par un guide de cartographie des populations les plus exposées au risque de corruption. Depuis 2020 le Groupe a également un nouvel outil digital permettant de suivre à tous les niveaux du Groupe l'état d'avancement des formations digitales (vidéos et *e-learning*) des collaborateurs du Groupe. Tous les *e-learning* du plan de formation éthique et compliance du Groupe sont accompagnés d'un test à réussir afin que le *e-learning* soit accompli et ensuite repris dans les statistiques des *e-learning* effectués.

Tous les collaborateurs du Groupe doivent suivre un parcours composé de vidéos de formation qui présentent les thèmes à forts enjeux éthiques: cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, conflits d'intérêts. Les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption doivent effectuer un parcours de formation qui leur est propre. Ce parcours s'appuie sur des modules *e-learning* du Groupe qui permettent d'approfondir les connaissances des enjeux éthiques du Groupe, notamment en ce qui concerne la fraude, la corruption et le droit de la concurrence (à fin 2023, 43 180 modules de *e-learning* - avec accomplissement de tests - ont été effectués). Enfin, les cadres managers (*Global leaders*) et les membres de Comex/Codir d'entités doivent participer en plus au séminaire sur la

prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2023, 100% des *Global leaders* et 100% des membres de Comex/Codir ont participé à ce cursus). Les membres de la filière éthique et *compliance* doivent suivre le même parcours.

Les formations présentes dans le domaine du droit de la concurrence se sont largement multipliées en 2023, en particulier pour les entités de la GBU *Energy Solutions*. Les formations visant à prévenir le risque de fraude et de corruption auprès des personnes en charge des relations institutionnelles en France et les formations à la protection des données personnelles se sont également poursuivies en 2023 (par exemple une nouvelle formation relative aux lignes directrices de la HATVP pour les actions de représentation d'intérêt, applicables à partir du 1^{er} octobre 2023 et les formations *data privacy* pour les acteurs SI et RH). Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1.1). Eu égard à leur exposition particulière au risque de corruption, les acheteurs doivent suivre un parcours supplémentaire comprenant des formations présentes animées conjointement par la Direction Achats et la DECP : "Éthique et relation fournisseur" et "Due diligence pour les Achats" (voir Section 3.7). Enfin, la formation relative à la *due diligence* dans le processus de recrutement afin de prévenir le risque de corruption a été déployée auprès de la filière RH du Groupe depuis 2022 et s'est poursuivie en 2023.

3.8.6 CONTRÔLES ET CERTIFICATIONS

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de *compliance* repose sur une procédure de conformité annuelle. Dans ce cadre, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport de conformité éthique faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport est remis à l'entité de rattachement. Il est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement envers le dispositif éthique et *compliance* pour son organisation. Le Directeur Éthique, *Compliance & Privacy* effectue une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque entité organisationnelle rattachée à une GBU en début d'année. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex et au CEEDD.

Cette procédure de conformité s'intègre dans une procédure de contrôle plus globale. Celle-ci repose notamment sur les campagnes annuelles du contrôle interne qui évaluent le niveau de mise en œuvre des politiques éthiques, embargos et

données personnelles. Elle s'appuie également sur les contrôles des politiques qui sont intégrées dans les campagnes d'audit interne.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et *compliance*. Il a obtenu en 2015 la certification de son dispositif anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars et par l'ADIT. En 2018, ENGIE a obtenu la certification ISO 37001 (systèmes de management anticorruption) d'ETHIC'Intelligence (désormais *Speeki Europe*), un organisme de certification accrédité. Cette certification a été renouvelée en 2019 et en 2020 à la suite d'audits de surveillance. En 2021, ENGIE a lancé sa 2^e campagne d'audit de certification ISO 37001 avec le concours de EuroCompliance, un organisme de certification accrédité. Le Groupe a reçu sa 2^e certification ISO 37001 en 2021 ainsi que le renouvellement de celle-ci en 2022 et en 2023. Tous ces audits ont été effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe.

3.9 PLAN DE VIGILANCE

Conformément à la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017, cette section présente de manière synthétique le plan de vigilance du Groupe. Une version développée du plan de vigilance, de son compte rendu ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe :



Elaboré en association avec les fédérations syndicales internationales d'ENGIE dans le cadre du nouvel accord mondial signé en 2022 (voir Sections 3.4 Informations sociales et 3.9.5.2 L'association avec les parties prenantes), ce plan regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir les risques liés à ses activités et celles de ses sociétés contrôlées. Il vise les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement. L'adhésion du Groupe aux standards internationaux est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Ces mesures ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployés depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, le plan de vigilance bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés (voir Section 3.9.5).

Toutes les entités du Groupe situées en Allemagne soumises à la loi allemande sur le devoir de vigilance dans les chaînes d'approvisionnement (abrégée en allemand : LkSG), entrée en vigueur en janvier 2023, respectent les exigences légales.

4 DÉMARCHES DE VIGILANCE

Identification et gestion des risques (activités, projets...)

PILOTAGE CONFIE À LA DIRECTION ÉTHIQUE, COMPLIANCE & PRIVACY



3

3.9.1 IDENTIFICATION ET GESTION DES RISQUES D'ATTEINTES GRAVES AUX PERSONNES ET À L'ENVIRONNEMENT

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de politiques couvrant l'ensemble des enjeux et procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.9.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Gouvernance

La Direction Éthique, Compliance & Privacy d'ENGIE SA, rattachée à la Direction Juridique, Éthique et Compliance, elle-même sous l'autorité de la Secrétaire Générale, est en charge du volet droits humains du plan de vigilance. Elle s'appuie sur son réseau d'*Ethics and Compliance Officers* et de correspondants éthiques situés partout dans le monde et sur les autres directions concernées par les aspects droits humains (voir Section 3.8.1).

Cartographie des risques

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Plus généralement, les enjeux droits humains pour le Groupe sont les suivants :

DROITS FONDAMENTAUX DES EMPLOYÉS	DROIT DES COMMUNAUTÉS LOCALES	SOUS-TRAITANCE/ FOURNISSEURS/ PARTENAIRES
• Conditions de santé-sécurité • Liberté d'association • Non-discrimination • Lutte contre le travail forcé • Durée du travail • Conditions d'hébergement des travailleurs • Vie privée	• Santé des populations environnantes • Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources...) et au droit à un environnement sain • Relogement des populations • Lutte contre la répression des opposants aux projets	• Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants • Approvisionnement en énergie • Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe • Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

CONDITIONS DE SÉCURITÉ DES EMPLOYÉS ET DES SITES

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

Le détail des risques est accessible sur le site internet du groupe ENGIE à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures/politique-droits-humains>.

Politique droits humains

La politique droits humains du Groupe, en place depuis 2014 et en évolution permanente, explicite les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques. Toutes les entités doivent notamment évaluer annuellement leurs activités au regard de leurs impacts sur les droits humains via une grille d'autodiagnostic dédiée (voir Section 3.8.2). Elles doivent également apprécier toute nouvelle activité commerciale via une grille dédiée visant à identifier les facteurs de risques propres à l'activité envisagée.

Les risques sont évalués selon le pays, la présence de sous-traitance, l'activité, les caractéristiques liées aux travailleurs, la présence de populations dont le risque est accru si elles sont vulnérables, les produits/services utilisés, le recours à des forces de sécurité armées ou encore le type de relations commerciales. Les évaluations des tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.) incluant explicitement les droits humains (voir Section 3.9.3) ainsi que le mécanisme d'alerte (voir Section 3.9.4), permettent également d'identifier les risques.

La politique droits humains du Groupe et d'autres informations détaillées sont accessibles sur le site internet du Groupe dont l'adresse est mentionnée ci-dessus.

Mesures de gestion des risques

Les entités de deux régions importantes, Amérique du Sud (SOUTHAM) et Asie - Moyen-Orient - Afrique (AMEA), ainsi que *Global Energy Management and Sales* (GEMS) et Tractebel ont vu leur niveau de risque évoluer en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité (risque brut). Pour chaque risque identifié, les entités définissent et mettent en œuvre des plans d'action spécifiques permettant de gérer ces risques au niveau opérationnel. Ces plans d'action sont décrits et mis à jour régulièrement sur le site internet du Groupe dont l'adresse est mentionnée ci-dessus.

Des actions plus globales s'ajoutent à ces mesures de gestion des risques définies et mises en œuvre localement par les entités du Groupe. L'application de la politique droits humains du Groupe permet cette gestion des risques pour tous les enjeux droits humains du Groupe. Des exemples de ces mesures de gestion des risques illustrant les grandes catégories d'enjeux droits humains identifiés pour le Groupe sont présentés ci-après.

L'Accord mondial portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale signé en 2022 par ENGIE et les partenaires sociaux du Groupe (voir Sections 3.4 Informations sociales et 3.9.5.2 L'association avec les parties prenantes) participe également à la gestion des risques liés, par exemple, aux droits fondamentaux des travailleurs, à la santé et sécurité au travail et aux fournisseurs et sous-traitants.

Droits fondamentaux des travailleurs

Prévenir le risque de harcèlement et de discrimination

La prévention et la lutte contre le harcèlement et toute forme de discrimination s'applique au sein du Groupe mais également au profit des employés des sous-traitants. Le Groupe a par exemple déployé en 2021 et 2022 des guides permettant notamment de réaffirmer le principe de tolérance zéro et ce, partout dans le monde :

- un guide contre toute forme de discrimination à l'encontre des personnes LGBTQ+ ;
- un guide sur la lutte contre le harcèlement sexuel et les agissements sexistes.

Prévenir les risques liés à l'esclavage moderne

Le Groupe partage les objectifs de la loi britannique sur l'esclavage moderne et prend plusieurs mesures pour s'assurer que dans ses opérations et celles de sa chaîne d'approvisionnement, il n'y a pas de pratiques d'esclavage moderne (incluant notamment : l'esclavage, le travail forcé et la traite des êtres humains). La déclaration d'ENGIE relative à l'esclavage moderne est disponible à l'adresse mentionnée ci-dessus.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux droits fondamentaux des travailleurs sont développées dans l'accord mondial d'ENGIE et aux Sections 3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail et 3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes.

Droit des communautés locales

Prévenir les risques d'atteinte aux droits des communautés locales

Le Groupe est en particulier attentif aux conséquences de ses activités sur les communautés locales. Il prend spécifiquement en compte les situations des personnes vulnérables (comme les populations autochtones). Pour ce faire, le Groupe évalue les conséquences potentielles de son activité sur les communautés et il veille à prendre en compte leurs attentes par le dialogue et la concertation (voir Section 3.9.5.2).

Conditions de sécurité des employés et des sites

Prévenir le risque d'usage disproportionné de la force

Afin de prévenir le risque d'usage disproportionné de la force, les exigences du Groupe incluent notamment la sensibilisation des *security managers* et la formation obligatoire du personnel des prestataires de sûreté.

D'autres mesures de gestion des risques santé, sécurité, sûreté sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et aux Sections 3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail et 3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes.

Sous-traitance, fournisseurs, partenaires

Prévenir les risques de pratiques de travail forcé dans les chaînes d'approvisionnement du Groupe situées en Chine

Le Groupe ne souhaite pas s'approvisionner auprès de fabricants chinois qui n'apportent pas la preuve qu'ils n'ont pas recours au travail forcé. Dès lors, le Groupe a mis en place dès 2020, un plan d'action spécifique de vigilance approfondie pour identifier et gérer ces risques. Le Groupe s'est engagé à assurer le respect des droits internationaux et veiller activement à ce qu'il n'y ait aucun recours au travail forcé et ce, sur l'ensemble de sa chaîne d'approvisionnement. En 2023, le Groupe a continué ses actions de vigilance approfondie (voir également la Section 2.2.5.1).

Les principales mesures mises en place incluent :

- des *due diligence* approfondies sur les fournisseurs réalisées par des experts indépendants ;
- des justificatifs demandés aux fournisseurs quant à leur chaîne d'approvisionnement ;
- l'engagement par écrit des fournisseurs à ne pas recourir au travail forcé ;
- l'envoi de questionnaires par lesquels les fournisseurs doivent justifier qu'ils interdisent le travail forcé ;
- des clauses contractuelles renforcées (clause générale d'audit, rupture de contrat en cas de violation par les fournisseurs de leurs obligations, garantie du fournisseur de respecter les réglementations locales et internationales relatives au travail forcé de l'approvisionnement en matières premières à la livraison du produit) ;
- la participation à plusieurs initiatives sectorielles dans le domaine solaire et éolien pour partager et améliorer les pratiques de gestion des risques.

Prévenir le risque d'atteinte aux droits fondamentaux des travailleurs des centres de relations clients d'ENGIE situés à l'étranger

Un plan d'action a commencé à être déployé en 2022, dans une entité du Groupe. Ce plan cible les centres de relations clients du Groupe situés à l'étranger et vise à évaluer les conditions de travail réelles des travailleurs en concertation avec eux. En 2023, par exemple, des vérifications permettant de s'assurer de la mise en œuvre des exigences ont été

réalisées directement sur place dans certains centres de relations clients.

D'autres mesures de gestion des risques liés aux relations commerciales sont développées dans l'Accord mondial d'ENGIE et aux Sections 3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail, 3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie, 3.9.1.6 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie et 3.9.3 Evaluation des tiers.

Des informations plus détaillées sur les mesures de gestion des risques sont également disponibles sur le site internet du Groupe : <https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance>.

Outils de sensibilisation

Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019. Ouverte à tous, elle cible, plus particulièrement, des opérationnels et managers directement concernés par ce sujet. Depuis 2022, les personnes exerçant des fonctions particulièrement exposées aux risques droits humains ont été identifiées et un plan de formation qui leur est spécialement dédié a été déployé. Un module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé depuis plusieurs années.

Suivi et mesure de la performance

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs et qualitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.8.6).

Résultats 2023	2 228 collaborateurs formés aux droits humains en présentiel parmi lesquels environ 57% de fonctions opérationnelles, dont environ la moitié d'entre eux provient d'entités à risque, et 16 520 collaborateurs formés en <i>e-learning</i> .
Contrôle interne (voir Section 2.3)	83,9% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif ⁽¹⁾ . 97,5% des entités qui ont évalué le déploiement de la politique droits humains ont considéré que le déploiement est effectif ⁽¹⁾ .
Rapport de conformité éthique	95% : Couverture de la fiche annuelle des risques droits humains. 100% : Nombre de <i>due diligence</i> (avec risque droits humains) sur les partenaires dans le cadre des comités d'investissement du Groupe.

(1) Niveau 4 maximal selon le référentiel de contrôle interne.

En 2022, le Groupe a signé un nouvel accord mondial portant sur les droits sociaux fondamentaux et la responsabilité sociale. L'accord prévoit également un suivi des engagements :

Engagements Groupe	Suivi (chiffres 2023)
Santé-sécurité (voir Section 3.4.6)	1,8 (en amélioration par rapport à 2022 : 2,0) : taux de fréquence des accidents de travail avec arrêt des salariés et sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé 0,019 (0,014 en 2022) : taux de mortalité (objectif de zéro chaque année)
Programme ENGIE Care (niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble des collaborateurs dans le monde, voir Section 3.4.4.1.2)	73,5% (66,5% en 2022) des entités (représentant 90,7% des salariées) : congé maternité intégralement payé (14 semaines) 40% (27,7% en 2022) des entités (représentant 62,3% des salariés) : congé paternité intégralement payé (4 semaines) 97,2% (94,6% en 2022) des salariés : 12 mois de salaire brut versés en cas de décès 98,6% (97,2% en 2022) des salariés : remboursement de 75% des frais en cas d'hospitalisation 87% (79,2% en 2022) des salariés : 12 mois de salaire brut versés en cas d'incapacité permanente (invalidité)
Mixité : 50% de femmes managers (voir Section 3.4.2.2.2)	31,2% (29,9% en 2022) : pourcentage de femmes managers
Égalité salariale femmes/hommes (voir Section 3.4.2.3.2)	1,92% (1,73% en 2022) : écart salarial entre les femmes et les hommes

3.9.1.2 Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité au travail

Dispositif de management de la santé-sécurité

La protection de la santé-sécurité des personnes qui travaillent pour le Groupe constitue une priorité absolue. Pour atteindre ses objectifs dans ce domaine, le Groupe a mis en place les dispositions suivantes :

- une politique santé-sécurité qui identifie les enjeux, fixe les ambitions et définit les leviers d'action ;
- un dispositif de gouvernance dédié, intégrant la présentation des résultats santé-sécurité au Comex, au CEEDD ainsi qu'au Conseil d'Administration ;

- des Règles Groupe et standards thématiques qui définissent les exigences à respecter par les entités et opérateurs, qu'ils soient salariés, sous-traitants ou intérimaires ;
- des plans d'actions destinés à maîtriser les risques intégrant des actions de formation des collaborateurs et de sensibilisation des opérateurs ;
- un reporting quantitatif sous la forme d'indicateurs et qualitatif permettant la remontée puis l'analyse des incidents et accidents, ainsi que des événements organisés par les entités ;

- des actions de vérification de la mise en œuvre sur le terrain des attendus du Groupe sous la forme de visites sécurité, audits et inspections.

Les principales dispositions mises en œuvre en 2023 sont décrites ci-dessous, ainsi qu'en Section 3.4.6 "Politique de santé-sécurité".

Gouvernance

La santé-sécurité au travail est animée par la Direction Santé-Sécurité du Groupe en application de sa politique santé-sécurité.

Un comité de direction santé-sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe, intégrant notamment les responsables santé-sécurité des quatre GBU et

de Nucléaire se réunit tous les 15 jours. Ce comité a pour mission de définir les indicateurs à suivre et les objectifs, de décider des actions à mettre en œuvre et d'assurer sur le plan opérationnel le déploiement du Plan de Transformation santé-sécurité du Groupe ENGIE One Safety.

Cartographie des risques

La cartographie des risques liés à la santé-sécurité intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe (employés, intérimaires, sous-traitants, etc) et d'autre part les risques liés à la sécurité industrielle des installations industrielles du Groupe ou à celles dont le Groupe assure la maintenance et/ou l'exploitation pour le compte de clients.

CARTOGRAPHIE DES RISQUES SANTÉ-SÉCURITÉ ET SÉCURITÉ INDUSTRIELLE

ATTEINTE À LA SANTÉ-SÉCURITÉ DES PERSONNES		
ACCIDENT AU TRAVAIL	ATTEINTE À LA SANTÉ	ACCIDENT INDUSTRIEL
Risques d'atteinte à la sécurité : exemples de risques : chute de hauteur, accident de la route, travaux à proximité de véhicules ou d'équipements en mouvement, électrisation, électrocution, explosion, exposition à des pressions élevées, effondrement de tranchée, incendie, intoxication aigüe, asphyxie, anoxie, blessures liées à l'utilisation d'outils ou de machines, au levage d'équipements, chutes d'objet, d'outil ou d'équipement.	Risques liés au contexte d'exécution des activités : exemples de risques pour la santé : troubles musculosquelettiques, risques psycho-sociaux, exposition à des produits cancérigènes, mutagènes ou reprotoxiques.	Risques liés aux process industriels Exemples d'activités : - exploitation de terminaux méthaniers, de stockages souterrains de gaz, de réseaux de transport et de distribution de gaz, de chaufferies et de centrales, de barrages hydrauliques, de réseaux de chaleur, de parcs éoliens ; - activités de services sur le site industriel d'un client ; - construction d'infrastructures.

Politique santé-sécurité au travail

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. De plus amples informations sur la politique sont disponibles sur le site internet du Groupe à l'adresse suivante : <https://www.engie.com/engagements/Sante-Securite>.

Compte tenu du nombre d'accidents mortels qui se sont produits ces dernières années, le Groupe a souhaité renforcer ses règles et pratiques en santé-sécurité au travail en confiant à un consultant spécialisé, il y a deux ans, l'évaluation de son système de management de la santé-sécurité et l'analyse des écarts par rapport aux bonnes pratiques mises en place par les industriels les plus performants dans ce domaine.

L'évaluation réalisée par le consultant lui a permis d'identifier les points forts du Groupe et d'émettre un certain nombre de recommandations visant à éradiquer durablement les accidents graves et mortels.

À partir de ces recommandations, de l'analyse réalisée en interne et des retours d'expérience issus des entités opérationnelles, le Groupe a défini un vaste plan de transformation santé-sécurité ENGIE One Safety, dont la mise en œuvre s'étalera jusqu'à fin 2024.

Mesures de gestion des risques

Les principales mesures de traitement des risques mises en œuvre en 2023 dans le cadre du plan de transformation ENGIE One Safety sont les suivantes :

- poursuite du renforcement des Règles Groupe santé-sécurité en s'inspirant des meilleures pratiques issues d'un benchmark externe ;

- renforcement des rituels managériaux de sécurité : la Visite Managériale de Sécurité (VMS), la Vérification Qui Sauve (VQS), la Tournée de Sécurité Conjointe (TSC), la causerie santé-sécurité, la revue de performance de sécurité (voir Section 3.4.6.3.4) ;

- conception d'une nouvelle méthode de formation-coaching des managers pour que les rituels managériaux de sécurité aient l'impact attendu sur le comportement de sécurité des équipes sur le terrain, y compris celles des sous-traitants ; la conception de cette formation intègre le retour d'expérience recueilli suite au test réalisé en 2022 sur sept pilotes représentatifs des activités du Groupe et de ses géographies ;

- élaboration d'un nouveau standard de mise en œuvre des Règles Qui Sauvent, décrivant les exigences techniques à respecter pour chaque Règle Qui Sauve ;

- élaboration d'un nouveau standard dédié au management des risques santé-sécurité dans les projets industriels.

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées Section 3.4.6 "Politique de santé-sécurité".

Outils de sensibilisation

En 2023, le Groupe a développé et diffusé plusieurs outils de sensibilisation destinés à améliorer la santé-sécurité au travail :

- diffusion des "Incontournables de la Sécurité", comportements clés que chacun doit adopter pour prévenir les accidents graves et mortels (Règles Qui Sauvent, Point d'arrêt (*Stop the Work*), Minute Qui Sauve, remontée des incidents, vigilance partagée); ces Incontournables de la

Sécurité ont été diffusés à l'occasion de la journée mondiale de la santé-sécurité au travail (*World Safety Day*) qui s'est tenue en avril ;

- mise à disposition du *E-learning* "ENGIE One Safety Induction", à destination de l'ensemble des opérateurs, qui a pour objectif d'ancrer les Incontournables de la Sécurité dans les pratiques quotidiennes ;
- révision de la *Newsletter* "Prevention News" dédiée à la prévention des accidents de façon à améliorer sa pertinence et son contenu ;
- publication d'une nouvelle *Newsletter* "No Mind at Risk" destinée à améliorer la Qualité de Vie au Travail et à prévenir les Risques Psycho-Sociaux.

Suivi et mesure de la performance

Plusieurs dispositifs ont été mis en œuvre pour évaluer et suivre la performance du Groupe en santé-sécurité au travail, en complément des dispositions mises en place par les entités.

Le Groupe met en œuvre depuis plusieurs années un *reporting* santé-sécurité destiné à suivre au travers d'indicateurs quantitatifs sa performance dans ce domaine. En 2023, le Groupe a publié une nouvelle version de son référentiel de *reporting* santé-sécurité de façon à y intégrer de nouveaux

indicateurs proactifs (appelés "*leading KPI*") définis dans le cadre du plan de transformation ENGIE *One Safety*.

Par ailleurs, le Groupe a révisé en 2023 son référentiel de contrôle interne dédié à la santé-sécurité au travail (INCOME/COR8a) en identifiant neuf thématiques majeures dont la maîtrise apparaît nécessaire à l'atteinte de l'objectif de zéro accidents graves et mortels (exemples : santé-sécurité des sous-traitants, respect des Règles Qui Sauvent, Culture juste en santé-sécurité au travail).

Le suivi de la performance santé-sécurité du Groupe est réalisée par différents organes de gouvernance du Groupe :

- le comité de direction santé-sécurité Groupe présidé par la Vice-Présidente Santé-Sécurité du Groupe ;
- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ;
- le Conseil d'Administration.

Enfin, le Groupe a défini et mis en œuvre un nouveau processus d'audit interne destiné à vérifier dans les entités la maîtrise des risques majeurs, pour éviter les accidents graves et mortels. A cette occasion sont identifiés des bonnes pratiques et des actions d'amélioration à mettre en œuvre.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes

La Direction de la Sûreté et de l'Intelligence Economique du Groupe participe notamment à ce que la protection des personnes soit assurée. Elle fédère et anime un réseau de *security managers* qui déclinent et coordonnent la mise en œuvre de la Politique Groupe de sûreté d'ENGIE.

Le volet "protection des personnes contre les actes malveillants" de la Politique Groupe de sûreté d'ENGIE est régi par la loi n°2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre. Ce devoir de protection concerne tous les salariés, quel que soit leur statut, et notamment ceux en mobilité internationale.

Les menaces et les actions malveillantes visant les personnes font partie intégrante des risques sûreté inscrits au catalogue des risques de l'entreprise (ERM - *Entreprise Risks Management*). Les incidents de sûreté sont inscrits dans un outil Groupe de remontée des incidents (*MySecurityIncident*),

portés à la connaissance de la Direction de la Sûreté et font l'objet d'un traitement systématique.

Le réseau sûreté est particulièrement attentif au respect des droits humains dans les activités de sûreté et met en œuvre des mesures visant à prévenir tout risque d'usage disproportionné de la force. C'est pourquoi, les contrats avec les sociétés de gardiennage ou de sécurité privée comportent systématiquement la clause éthique et développement durable du Groupe figurant dans les conditions générales d'achat. Par ailleurs, elles font également l'objet de vérifications (*due diligence*) avant emploi.

Les *security managers* sont sensibilisés par la Direction de la Sûreté qui leur rappelle régulièrement leurs obligations en la matière. Enfin, les acteurs de la sûreté, en liaison avec les équipes *data privacy*, veillent au strict respect des règles du Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD) ou des lois locales correspondantes liées à l'enregistrement et à la conservation des données de vidéo protection.

3.9.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

Gouvernance

La Direction RSE, rattachée au Directeur Général Adjoint en charge de la Finance, des Achats et de la RSE, porte les enjeux Climat, Nature et Sociétal à l'échelle du Groupe. Elle anime et coordonne un réseau de correspondants RSE et environnementaux en charge de la bonne mise en œuvre des politiques, du respect des objectifs et de la mesure de la performance.

Cartographie des risques

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, suivi des risques biodiversité, eau et pollution. Le risque climatique est analysé sous la double dimension atténuation (annuellement et trimestriellement) et adaptation (annuellement). Les autres risques environnementaux sont analysés chaque année. Ces risques environnementaux sont traités à la fois au niveau global et local afin d'identifier les projets et les sites à risque, et d'établir des plans d'action.

D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont constitués de l'impact des activités sur les communautés locales et leurs

conséquences sociales. L'analyse des risques est basée sur une cartographie des parties prenantes.

Le développement des projets fait l'objet d'une attention particulière avec une analyse des risques environnementaux et sociétaux le plus en amont possible du développement afin de pouvoir éviter au maximum les impacts. Le résultat de l'analyse de risques est présenté sous forme d'une matrice, contenant 10 critères, analysée lors de la validation des projets en comité d'investissement. En 2023, ce processus s'applique à tous les projets soumis à la validation des GBU, du Comité Exécutif du Groupe ou du Conseil d'administration. L'objectif est de couvrir l'ensemble des projets, quelle que soit leur taille d'ici fin 2025. Les thématiques couvertes par la matrice RSE sont : l'atténuation du changement climatique, l'adaptation au changement climatique, la biodiversité, l'eau et les océans, la pollution de l'air, l'économie circulaire, les parties prenantes, les droits sociaux des travailleurs, l'approvisionnement responsable et les controverses. Les critères sont détaillés sur le site internet d'ENGIE : <https://www.engie.com/analystes-rse/gouvernance/devoir-de-vigilance-des-risques-environnementaux-et-societaux>.

RISQUES ENVIRONNEMENTAUX

- Atténuation du changement climatique (GES)
- Adaptation au changement climatique
- Biodiversité et réhabilitation des écosystèmes
- Eau douce et Océans
- Pollution
- Usage des sols

RISQUES SOCIÉTAUX

- Relations avec les communautés locales et les peuples autochtones
- Formation, reconversion des salariés
- Droit à opérer sur un territoire
- Offres commerciales abordables

Politique RSE

La politique RSE du Groupe oriente la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale (voir Section 3.1.1). Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Cette politique est déclinée au niveau de chaque *Global Business Unit* (GBU), filiale et site. La mise en œuvre de la politique est suivie au travers d'objectifs groupe en lien avec les risques identifiés (voir Section 3.3.). L'état d'avancement de ces objectifs est mesuré chaque année et les résultats sont présentés et commentés par le Comité Exécutif et le CEEDD. Pour le risque atténuation du changement climatique, en complément de la mesure de performance annuelle, des revues trimestrielles sont réalisées afin de s'assurer de la conformité des résultats aux trajectoires définies. Les données sont revues annuellement par les Commissaires aux comptes au travers des audits et des travaux de vérification des paliers de consolidation. Les autres risques environnementaux et sociétaux sont analysés au travers du respect des objectifs ainsi que la bonne mise en œuvre des plans d'actions. La mise en œuvre de la politique, des objectifs et des plans d'action fait également l'objet d'un processus de contrôle interne annuel. Les résultats sont présentés au Comité d'audit.

Mesures de gestion des risques

Climat

ENGIE reconnaît pleinement la menace que représente le changement climatique et la maîtrise de ses émissions de CO₂ est un enjeu majeur pour le Groupe. ENGIE s'est ainsi fixé des objectifs de réduction d'émissions compatibles avec une trajectoire d'émissions de GES alignée avec l'Accord de Paris ; ENGIE s'est engagé, en mai 2021, sur l'objectif Net Zéro Carbone à l'horizon 2045, pour l'ensemble de ses émissions directes et indirectes ; il s'est aussi fixé un nouvel objectif de quatre pays (dont le Brésil) Net Zéro Carbone dès 2030. Cet objectif devrait être atteint en suivant une trajectoire "bien en dessous de 2 degrés" (*well-below 2°C*) certifiée par SBTi, avec des objectifs intermédiaires, notamment à 2030 et de nouveaux objectifs associés sur l'intensité des ventes et de la production d'électricité. D'autres actions sont mises en place comme l'étude du risque climat sur six indicateurs (vague de chaleur, inondation, sécheresse, vent extrême, feu de forêts et glissement de terrain) avec des plans d'adaptation lorsque le risque est matériel, la mise en œuvre de *Quarterly Business Review* pour suivre les budgets de CO₂, l'extension du périmètre du plan à moyen à terme CO₂ pour suivre les trajectoires climatiques et les travaux en vue d'une trajectoire de séquestration carbone à 2030 puis 2045.

À ce jour, le Groupe a pris des mesures visibles :

- le déploiement du plan de sortie du charbon d'ici 2027 au plus tard, avec l'ordre de mérite suivant : fermeture, conversion, puis, si cela n'est pas possible, vente, en s'assurant d'un dialogue continu avec les parties prenantes (politique de transition juste d'ENGIE, voir Section 3.6.3). Le plan de sortie progresse rapidement ; ainsi les capacités électriques centralisées au charbon sont passées de 7,2 GW en 2017 à 2,1 GW en 2023, par ailleurs les émissions liées à l'utilisation de charbon dans la production d'énergie (scope 1

et 3.15) sont ainsi passées de 41,3 Mt en 2017 à 1,5 Mt en 2023) ;

- la réduction de l'intensité carbone de la production d'électricité ;
- la réduction des émissions liées à l'utilisation des produits vendus, de manière drastique d'ici 2045 ;
- l'alignement des futurs investissements avec l'ambition carbone du Groupe ;
- l'attribution de budgets carbone à chaque GBU ; et
- l'évaluation des équipes dirigeantes liée à la réalisation des objectifs Net Zéro Carbone.

La trajectoire climatique d'ENGIE est détaillée dans le Cahier Climat 2024 inclu dans le rapport intégré (<https://www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/publications-rse>). La stratégie de décarbonation d'ENGIE au sein de sa chaîne de valeur repose sur trois piliers "Réduire-Éviter-Séquestrer", en cohérence avec le cadre méthodologique de la Net Zéro Initiative. En premier lieu, le Groupe a ainsi pour objectif de réduire les émissions directes et indirectes de ses activités d'au minimum 90% par rapport à 2017, en s'appuyant sur trois leviers principaux : sortie du charbon d'ici 2027, développement des activités de production d'électricité renouvelable et développement de la production et vente de gaz verts, en particulier le biométhane et l'hydrogène. Cette trajectoire de réduction d'émission est étroitement encadrée par des indicateurs associés à des objectifs publics qui couvrent 99% du bilan carbone d'ENGIE (scopes 1,2 et 3).

Afin d'atteindre ses objectifs de réduction d'émissions de CO₂, le Groupe a développé des outils de pilotage aussi bien sur les projections stratégiques à long terme et les décisions d'investissements, que sur le pilotage opérationnel infra-annuel. Le management d'ENGIE a ainsi défini des limites à ne pas dépasser sur les principaux postes d'émissions de GES de ses activités (génération d'énergie, de gaz et d'électricité) selon une trajectoire SBTi *well-below 2°C*. Elles sont jalonnées sur l'ensemble de la trajectoire Net Zéro Carbone du Groupe (2025, 2030, 2045) et allouées à chaque GBU. Le suivi de ces limites CO₂ est ensuite assuré chaque année lors du Plan À Moyen Terme, dans le cadre duquel les GBU élaborent leur stratégie opérationnelle de décarbonation de manière à ne pas dépasser les limites fixées (budget N+1, limites 2025, 2030 et 2045). Depuis 2023, un pilotage infra-annuel des émissions est réalisé via une remontée trimestrielle des indicateurs de GES. Il est intégré au dialogue managérial sur la performance opérationnelle et financière via les *Quarterly Business Reviews*. Par ailleurs, toute nouvelle décision d'investissement doit être prise en respectant les budgets carbone attribués aux GBU. En parallèle de ces efforts d'atténuation du changement climatique, le Groupe s'adapte également aux impacts que celui-ci aura sur ses activités, en cohérence avec les projections de la science climatique. Cette démarche passe notamment par une intégration de l'adaptation au changement climatique dans le processus de gestion des risques.

Tous les ans, le Groupe communique sur l'avancement de son plan de transition au travers du Cahier Climat et en rend compte à ses actionnaires lors d'un point spécifique à l'ordre du jour de l'Assemblée Générale depuis 2023.

Nature

La politique environnementale vise également à mettre en place des plans d'action pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux des activités du Groupe. Ces plans d'action sont vérifiés annuellement et font l'objet d'un objectif de déploiement à 100% pour les projets, les sites et activités d'ici 2030.

Les objectifs en matière de nature couvrent : la préservation de la biodiversité, la consommation d'eau douce, la réduction des émissions de polluants atmosphériques et la réduction de la production de déchets.

Sociétal

La politique sociétale est centrée sur le *stakeholder engagement*. Sa mise en œuvre comprend une boîte à outils,

Résultats de participation aux formations en ligne :

e-learning proposés	Nombre de participants depuis le lancement
Ambition Net Zéro Carbone (2021)	6 628
Business change maker (2021)	1 302
CO ₂ killer (2021)	1 642
People of the world (2021)	1 252
Introduction à la biodiversité (novembre 2021)	3 797
Engagement des parties prenantes (mars 2022)	1 144
Matrice RSE (avril 2022)	391
Numérique responsable (juin 2022)	3 575
TOTAL	19 731

Suivi et mesure de la performance

La performance en matière d'atténuation du changement climatique, caractérisée par le respect de la trajectoire de réduction des émissions à 2030 est suivie trimestriellement dans le cadre des *Quarterly Business Reviews* et annuellement dans le cadre de la déclaration de performance extra-financière.

La performance environnementale et sociétale est également mesurée annuellement et présentée au Comité Exécutif et au CEEDD. Un dispositif de contrôle interne, ainsi que des audits par les Commissaires aux comptes de la performance extra-financière, permettent de contrôler la mise en œuvre du processus.

Le Groupe a réactualisé ses engagements *act4nature* en 2023, a identifié des bonnes pratiques dans le cadre des solutions

dont un outil de cartographie des parties prenantes et d'accompagnement à l'élaboration de plans d'action associés, des programmes de formation et un centre d'expertise. Cette politique couvre également les enjeux de transition juste dans ses quatre axes : salariés, clients, territoires et fournisseurs.

Outils de sensibilisation

Des modules de e-learning sur le climat, la biodiversité, le *stakeholder engagement* et la matrice RSE dans les décisions d'investissements ont été développés depuis 2021 avec la *Sustainability Academy* et ciblent, plus particulièrement, les opérationnels et managers directement concernés par ce sujet.

fondées sur la nature et a poursuivi le déploiement des fresques sur la biodiversité. Il s'est aussi fixé un nouvel objectif sur l'eau.

Sur la transition juste, le Groupe a travaillé sur ses indicateurs clés suite au comité des parties prenantes de 2022 et participe activement à la négociation au niveau sectoriel européen d'un accord sur la transition juste dans le secteur du gaz entre les fédérations syndicales sectorielles EPSU et IndustriAll et l'association des professionnels du gaz Eurogas, sous l'égide de la Commission européenne.

Au regard des évolutions réglementaires, notamment européennes avec l'entrée en vigueur de la *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD), ENGIE va progressivement renforcer le dispositif d'analyse des risques, ainsi que les outils de contrôle, en 2024 et 2025.

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les grands enjeux liés à l'approvisionnement en énergie (biomasse, gaz, GNL, etc.) pour le Groupe sont les suivants :

ENJEUX DANS LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE (PRODUCTION, TRANSPORT, ETC.)

DROITS HUMAINS	ENVIRONNEMENTAUX
- Travail forcé, travail des enfants (exemples : production d'équipements, mines) - Droits des communautés locales et des populations autochtones (exemples : droits fonciers, droit au consentement libre et éclairé, droits aux ressources, droit à la santé) - Santé et sécurité des travailleurs et des communautés locales (exemples : impacts des opérations de production, équipements de protection, produits chimiques utilisés, explosivité, émissions)	- Changement climatique (exemples : émissions de CO₂/méthane, empreinte carbone, déforestation, utilisation de combustibles fossiles) - Rareté et qualité de l'eau (exemples : usage d'eau potable, besoins en eau, surutilisation de l'eau, usage de produits chimiques) - Pollution de l'air, de l'eau ou des sols (exemples : produits chimiques, métaux lourds, résidus, gestion des déchets) - Biodiversité (exemples : risque pour les écosystèmes, risques pour la faune et la flore, pour les corridors écologiques, déforestation, utilisation de terres agricoles)

Le Groupe a identifié les risques liés à la chaîne d'approvisionnement en énergie comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Les entités responsables de ces achats gèrent directement ces risques, moyennant le respect des règles de *reporting* et de gouvernance du Groupe, et identifient les risques spécifiques à chacune de leurs activités par source d'énergie, au niveau des pays et des fournisseurs d'énergie.

La structure de gouvernance du Groupe permet de s'assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. Le Groupe a également systématisé l'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement, sur la base de l'approche 3P (*People, Planet and Profit*).

Plus généralement, les entités mettent en œuvre les mesures de prévention et de gestion des risques suivantes :

- les entités prévoient, si nécessaire, des mesures d'atténuation et des clauses contractuelles adaptées aux risques identifiés (exemple : clauses de performance spécifiques pour l'empreinte carbone et les émissions de méthane) dans les contrats avec les fournisseurs ;
- elles insèrent dans les contrats, une clause éthique et RSE permettant également de rompre le contrat en cas de violation de ces obligations par le tiers ;

- elles appliquent la politique droits humains, les politiques de *due diligence* éthiques et les politiques environnementales et sociétales ainsi que les autres politiques du Groupe ;
- elles s'assurent de la certification ESG de certains fournisseurs ou sources d'énergie (exemple : biomasse) ou de la présence de garanties d'origine ;
- elles réalisent des audits sur site chez certains fournisseurs ;
- elles participent à des groupes de travail ESG bilatéraux ou sectoriels ;
- elles concluent des contrats d'achat de gaz compatibles avec la trajectoire carbone du Groupe ;
- concernant le gaz de schiste, le Groupe effectue des *due diligence* sociales et environnementales poussées et choisit, parmi les producteurs, ceux qui sont capables d'offrir les meilleures garanties en matière de traçabilité des émissions et de suivi de la performance sociale et environnementale de leur activité ;
- Le Groupe poursuit sa stratégie de sortie du charbon (en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027).

3.9.1.6 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Les achats hors énergie couvrent tous les contrats de fourniture d'équipements et les prestations de services et de travaux. A ce titre, le référentiel achat du Groupe utilise le terme Fournisseur pour désigner les sous-traitants et les fournisseurs d'équipements.

Gouvernance

La Direction des Achats Groupe, rattachée au Directeur Général Adjoint en charge de la Finance, des Achats et de la RSE, est responsable de la performance, la durabilité et la compétitivité du Groupe, grâce à la sélection de Fournisseurs performants et innovants qui ont un impact positif sur le développement durable. La Direction des Achats est organisée à travers trois niveaux :

- la Direction des Achats en charge du catégorie management définit la gouvernance, les outils et les objectifs de performance de la filière ;
- les *hubs* régionaux dirigés par un Directeur des Achats Régional sont en charge d'organiser les synergies et

d'assurer la standardisation des processus à travers les pays avec le support des centres de services partagés ;

- les pays dirigés par des responsables achats locaux en charge des achats opérationnels.

Cartographie des risques

La durabilité des achats s'articule autour de trois piliers :

- l'impact des achats sur les émissions carbone et sur le climat. Les achats ont un rôle clé dans l'atteinte par le Groupe de ses engagements en matière de décarbonation (Net Zéro Carbone en 2045, trajectoire *well-below* 2°C en 2030 etc) ;
- l'impact des achats sur la nature ;
- l'impact humain des achats (achats inclusifs, impact sur les communautés, droits humains, santé etc).

À ce jour, six catégories d'achats sont considérées à hauts risques au regard des droits humains, de santé-sécurité et/ou de leur impact environnemental. Ces catégories d'achats sont listées ci-après :

CATÉGORIES D'ACHATS	RISQUES SÉVÈRES IDENTIFIÉS	PLANS D'ACTION
• Panneaux solaires • Batteries	Droits humains/environnement Environnement/Droits humains	Dispositions contractuelles renforcées, nouveaux fournisseurs localisés dans des pays à risque plus faible, audits éthiques, initiatives sectorielles etc (<i>voir Sections 3.9.1.1 et 2.2.5.1</i>)
• Éoliennes	Droits humains/environnement	Dispositions contractuelles renforcées, audits éthiques, initiatives sectorielles etc (<i>voir Sections 3.9.1.1 et 2.2.5.1</i>)
• Équipements électriques	Droits humains	Audits sociaux et recherche de nouveaux fournisseurs
• Vêtements de travail	Droits humains	Audits sociaux et diversification (Brésil par exemple)
• Équipements informatiques (ordinateurs, imprimantes, etc.)	Droits humains	Diversification du panel fournisseurs permis par la relocalisation aux Etats-Unis et en Europe
• Contrats clé en main EPC	Santé-Sécurité/Droits humains	Renforcement des règles de santé-sécurité et mise à l'écart des fournisseurs qui ne les respectent pas Audits éthiques sur les chantiers de construction

Depuis 2020, une attention particulière est portée sur les achats risquant d'avoir un lien avec le travail forcé en Chine. Les principales mesures d'identification et de gestion de ces risques sont présentées dans la Section 3.9.1.1.

Charte Achats et mesures de gestion des risques

L'identification et la gestion des risques sont assurées par la mise en œuvre de la démarche de vigilance des Achats d'ENGIE à travers :

- une cartographie des risques élaborée à partir des données fournies par le partenaire RSE EcoVadis (risques par Industrie et risques pays) et l'analyse des catégories achats réalisées par le réseau des Category Managers ⁽¹⁾ ;
- un processus de qualification Fournisseur qui s'appuie notamment sur une évaluation RSE (EcoVadis), la mise en œuvre de la politique de *due diligence* (voir Section 3.9.3), la mise en place de plans de gestion associés prenant en compte les critères de qualification des Fournisseurs, et la mesure de la performance délivrée par les Fournisseurs et les plans d'amélioration associés. Ces plans peuvent prévoir par exemple des audits, des dispositions contractuelles particulières pour limiter le risque, une clause éthique, etc. Un plan de réduction des risques est systématiquement mis en place pour les Fournisseurs ayant une note EcoVadis inférieure à 45/100 ;
- un système de management des Achats structuré autour :
 - d'une Charte Achats qui définit les engagements et les exigences d'ENGIE à l'égard de ses Fournisseurs notamment en matière de droits humains, de santé et sécurité, d'éthique ainsi que de durabilité (carbone, environnement, circularité) ;
 - d'une Gouvernance Achats qui prévoit notamment l'obligation de *due diligence* sur les Fournisseurs clefs du Groupe et des entités, la mise en œuvre du Code de Conduite de la Relation Fournisseur, l'analyse des risques éthiques qui doit être menée au sein de chaque entité.

Ces principes et ces règles sont déclinés dans les processus achats opérationnels qui intègrent les exigences du Code de conduite éthique (qui remplace la Charte éthique depuis 2023), la Politique de responsabilité sociétale d'entreprises, la politique santé-sécurité, le Code de conduite de la Relation avec les Fournisseurs, la Politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants directs (voir Section 3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs) et la Politique de sous-traitance. Ces exigences s'appliquent à l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement et sont intégrées dans la clause éthique et RSE obligatoire dans tous les contrats d'ENGIE.

- un mécanisme d'alerte et de recueil des signalements ouvert à l'externe (Voir Section 3.9.4).

La mise en œuvre du volet achats du plan de vigilance participe à la stratégie de la Direction des Achats pour renforcer la résilience de la chaîne d'approvisionnement. Le développement des réglementations sur les Droits de l'Homme et les barrières commerciales concomitantes conduit à développer la traçabilité et la diversité des chaînes d'approvisionnement du Groupe (voir Section 3.7). En 2023, des audits éthiques portant sur les droits et les conditions de travail des salariés ont été conduits en parallèle des audits qualité réalisés dans les usines de certains Fournisseurs. Ce programme d'audit est déployé dans un premier temps sur les catégories panneaux solaires et éoliennes et sera étendu progressivement à toutes les catégories achats à risques sévères identifiées ci-dessus.

Outils de sensibilisation

Une *Procurement Academy* qui prévoit un ensemble de formations obligatoires pour la filière Achats. Des sessions en présentiel et en visio-conférence sont complétées par des modules en ligne via *Ulearn*, l'intranet de formation du Groupe. Les thèmes abordés sont le développement durable, l'éthique, l'hygiène, la santé et la sécurité, les droits humains, le management, la diversité et la sécurité informatique. En tant que population particulièrement exposée aux risques éthiques, tous les membres de la filière achats doivent suivre un plan de formation éthique renforcé. Celui-ci inclut notamment des formations présentielles sur "l'Éthique et la Relation Fournisseur en Pratique" et trois modules de formations digitaux : "Fraude et Corruption, tolérance zéro" ; "notre Groupe, notre Éthique" et "Droit de la concurrence". En 2023, 84% des acheteurs avaient suivi les formations obligatoires.

Suivi et mesure de la performance

La bonne mise en œuvre de ces processus est, quant à elle, vérifiée via le programme de contrôle interne INCOME (voir Section 2.3). Avec 30 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats. Par ailleurs, la Direction des Achats Groupe travaille de concert avec la Direction de l'Audit interne pour assurer le suivi des plans d'actions correctifs recommandés par cette dernière. En 2023, 88,2% des contrôles INCOME réalisés par les entités du Groupe ont évalué la mise en œuvre des processus achats à leur niveau comme effectif.

Plus d'informations sont détaillées sur le site internet d'ENGIE : <https://www.engie.com/groupe/relations-fournisseurs/politique-achats-responsables>.

3.9.2 SITUATION LIÉE À LA RUSSIE ET L'UKRAINE

Le Groupe n'exerce aucune activité industrielle en Russie et aucun projet d'investissement n'est en cours sur le territoire russe. Le Groupe a fermé en 2022 son simple bureau de représentation à Moscou. En Ukraine, un employé était basé

dans le pays et a été exfiltré au tout début de l'invasion russe, en février 2022. Par ailleurs, le Groupe n'exerce aucune activité en Crimée, dans le Donbass ou dans l'oblast de Louhansk.

3.9.3 ÉVALUATION DES TIERS

Les *due diligence* sont réalisées sur les tiers (fournisseurs, sous-traitants, partenaires, donneurs d'ordre, etc.) en conformité avec les politiques de *due diligence* telles que décrites sur le site internet d'ENGIE : <https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/evaluations-tiers>. Notamment, un premier niveau de *due diligence* est effectué en interne, à l'aide de bases de données publiques ou d'outils spécialisés. Dans le cas où cette analyse révélerait des risques, ENGIE effectue une *due diligence* dite de niveau 2 soit via le Bureau des Due Diligence (BDD) de la Direction Éthique, Compliance & Privacy du Groupe soit via des prestataires externes.

En 2023, 100% des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance" par la filière éthique.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*. En 2023, les *Ethics & Compliance Officers* et correspondants éthiques du Groupe ont déclaré plus de 20 000 *due diligence* de premier niveau effectuées via les outils de *due diligence*.

(1) Les Category Managers sont en charge de la gestion d'une ou plusieurs catégories d'achats groupe. A ce titre ils gèrent les Fournisseurs clés d'ENGIE et mettent en place des contrats applicables à travers l'ensemble des entités d'ENGIE.

Par ailleurs, la filière des achats procède systématiquement à l'évaluation des nouveaux Fournisseurs stratégiques, préférentiels et majeurs du Groupe via une *due diligence* effectuée par les *Category Managers* et les *Chief Procurement Officers* avant la contractualisation. Le Groupe a mis en place une équipe dédiée en charge de réaliser les *due diligence* des Fournisseurs clés et s'est équipé d'un nouvel outil digital fournissant une note de risque éthique couvrant cinq

dimensions : le risque pays, les activités à risque, les personnes politiquement exposées, les sanctions et les controverses. ENGIE utilise également EcoVadis pour les aspects environnementaux, les droits humains, l'éthique. En 2023, environ 1 100 Fournisseurs clés récurrents (Stratégiques, Preferred et Major) et au moins 1180 autres Fournisseurs d'entités du Groupe exposées à des risques éthiques élevés ont fait l'objet d'une *due diligence*.

3.9.4 LE MÉCANISME D'ALERTE ET DE RECUEIL DES SIGNALEMENTS

Le mécanisme d'alerte est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes depuis janvier 2019. Un prestataire externe transmet le signalement anonyme au Groupe pour son traitement (voir

Section 3.8.4). En 2023, 274 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 82 concernant des catégories de risques relevant du devoir de vigilance. Elles concernent en synthèse :

Allégations de harcèlement *	Allégations liées à la santé-sécurité	Allégations liées à des pratiques de travail	Allégations de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
68	13	11	18	7

* 56 portent sur le thème du harcèlement moral et quatre sur le thème du harcèlement sexuel. Huit allégations de harcèlement sexuel ont également été identifiées dans le cadre du système managérial.

Comme pour toutes les alertes, les alertes liées aux allégations de discrimination et de harcèlement sont systématiquement et immédiatement traitées. Lorsque les faits sont avérés, des

sanctions disciplinaires sont systématiquement prises et des plans d'action déployés.

3.9.5 PILOTAGE, GOUVERNANCE ET SUIVI DU DÉPLOIEMENT DU PLAN

3.9.5.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour répondre de manière effective aux objectifs de la loi. Le plan a été validé par le Comex qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Direction Juridique, Éthique et *Compliance*, elle-même rattachée à la Secrétaire Générale. Un compte rendu de la mise

en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD.

Un comité spécifique se charge de la mise en œuvre opérationnelle du plan. Il a pour mission de s'assurer de la diffusion du plan et de la remontée d'informations. Les membres sont :

Départements							
DECP	RSE	Direction des Achats	Direction Santé-Sécurité	Direction Sûreté	Direction des RH	Contrôle interne	Risque
Régions / membres opérationnels							
AMERIQUE DU SUD	AMERIQUE DU NORD	FRANCE	EUROPE	AMEA (ASIE, MOYEN-ORIENT ET AFRIQUE)	GEMS	TRACTEBEL	

De plus, chaque entité doit s'assurer pour son périmètre du déploiement effectif du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel (voir Section 3.8.6).

3.9.5.2 L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre sont présentés et discutés régulièrement avec les institutions représentatives du personnel. Cela a été mis en œuvre via les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen. De même, le plan est présenté au CEEDD qui relève du Conseil d'Administration. Au niveau des entités, il leur est aussi demandé de présenter le plan de vigilance à leurs organisations représentatives du personnel. Cette démarche a été mise en œuvre dès l'adoption du premier plan de vigilance en 2018.

Depuis 2020, un point de contrôle interne, visant à s'assurer notamment que les obligations de la loi et que le plan de vigilance sont connus de tous, a été mis en place.

Le nouvel accord mondial est un outil d'aide au déploiement de la démarche de vigilance. Il a été négocié et signé en 2022 avec tous les partenaires sociaux du Groupe. Dans le cadre de cet accord, le devoir de vigilance d'ENGIE fait l'objet d'un dialogue social renforcé : des groupes de travail ont été organisés en 2022 avec les fédérations syndicales internationales. Ces échanges ont abouti à retenir le dispositif décrit sur le site internet (<https://www.engie.com/ethique-et-compliance/plan-vigilance/parties-prenantes>).

Une instance de suivi de cet accord (le "Forum mondial") se réunit une fois par an. Ces échanges permettent également d'assurer un suivi de la démarche de vigilance en concertation avec les partenaires sociaux.

Pour prévenir et gérer au mieux les impacts droits humains, environnementaux ou sociétaux de ses activités, ENGIE a adopté une politique spécifique "d'engagement avec les parties prenantes", composante de la politique RSE du Groupe. Cette politique est accessible sur le site internet du Groupe : www.engie.com/groupe/responsabilite-societale/engagement-parties-prenantes

Enfin, le Groupe s'attache à construire un dialogue nourri avec chacune de ses parties prenantes. En 2021, le Groupe a mis en place un Comité de Dialogue avec ses parties prenantes ainsi qu'un forum de discussion (le forum Dialogue et Transition) pour accompagner les projets sensibles. Ce Comité s'est réuni le 21 octobre 2022 sur le thème de la transition juste (voir Section 3.6.3). Une prochaine réunion de ce comité est envisagée en 2024, dont le thème reste à définir.

3.9.6 TABLE DE CONCORDANCE DEVOIR DE VIGILANCE

Catégories de risques visés par le plan de vigilance	Emplacement dans le DEU	Page
Les risques liés aux droits humains	Section 3.8.1 "Gouvernance éthique et <i>compliance</i> "	121
Les risques liés à la santé-sécurité des personnes	Section 3.4.6 "Politique de santé-sécurité"	103
Les risques liés à la sûreté des personnes	Section 3.9.1.3. "Prévenir et gérer les risques liés à la sûreté des personnes "	129
Les risques liés à l'environnement et au sociétal	Section 3.1.1 "Politique et gouvernance RSE"	64
Les risques liés aux achats hors énergie	Section 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"	120
Les cinq risques ci-dessus	Section 2.2 "Facteurs de risque"	43

Le détail des catégories de risques mentionnées ci-dessus est disponible sur le site internet du Groupe : <https://www.engie.com/groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures>.

3.10 ANNEXE - TABLEAUX TAXONOMIE

Les trois tableaux présentés dans les doubles pages ci-après reprennent les modèles standards pour les informations liées aux données 2023 sur les indicateurs Chiffre d'affaires, CAPEX

et OPEX selon le Règlement délégué (UE) n°2021/2178 de la Commission Européenne daté du 6 juillet 2021

Part du Chiffre d'affaires 2023 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

Activités économiques (1)	Codes (2)	Chiffre d'affaires absolu (3)	Part du chiffre d'affaires (4)	Critères de contribution substantielle					
				Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources maritimes et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)	Biodiversité et écosystèmes (10)
		M€	%	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE									
A.1 Activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	511	0,6%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire concentrée	CCM 4.2	28	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	826	1,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	3709	4,5%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à base d'énergie géothermique	CCM 4.6	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	16	0,0%	O ; N	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	197	0,2%	O ; N	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	601	0,7%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM/CCA 4.14	206	0,3%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	1 621	2,0%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	101	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	0	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	130	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	9	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	815	1,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	104	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	62	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM/CCA 5.7	6	0,0%	O ; N	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport urbains et sururbains, transports routiers de voyageurs	CCM 6.3	45	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	23	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM/CCA 7.3	2 082	2,5%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	77	0,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	8	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	300	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Solutions fondées sur des données en vue de réduction des émissions de GES	CCM 8.2	30	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	12	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	2 999	3,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	TOTAL	14 517	18%	97,5%	2,53%	0%	0%	0%	0%
Dont habitantes		6 328	8%	8%	0%	0%	0%	0%	0%
Dont transitaires		166	0%	0%					
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)									
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	6	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	15	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	340	0,4%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité par bioénergie	CCM/CCA 4.8	107	0,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Transport et distribution d'électricité	CCM / CCA 4.9	135	0,2%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	467	0,6%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	2	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	3	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	3 221	3,9%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	619	0,8%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	9	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM/CCA 5.7	46	0,1%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	139	0,2%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	3	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	7	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL
Chiffre d'affaires des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		5 118	6,2%						
TOTAL (A.1 + A.2)		19 635	23,8%						
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE									
Chiffre d'affaires des activités non éligibles à la taxonomie (B)		62 931	76,2%						
TOTAL (A + B)		82 565	100,0%						

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE

ANNEXE - TABLEAUX TAXONOMIE

Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)								Part du chiffre d'affaires alignée sur la taxonomie, année 2022 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Codes (2)	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)			
	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T
CCM 4.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,5%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.3		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,9%		
CCM/CCA 4.5			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	4,8%		
CCM 4.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM/CCA 4.8			OUI	OUI	OUI		OUI	0,2%		
CCM/CCA 4.9		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,8%	H	
CCM 4.12	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM/CCA 4.15			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,8%		
CCM 4.20		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.22		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.25	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%		
CCM 4.30			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		T
CCM 4.31		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM/CCA 5.7		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 6.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 6.15	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 7.3			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,4%	H	
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 7.5		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
CCM 8.2		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM 9.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,7%	H	
TOTAL								15%		
CCM 4.1								0,1%		
CCM 4.3								0,2%		
CCM/CCA 4.5								0,4%		
CCM/CCA 4.8								0,0%		
CCM / CCA 4.9								0,1%		
CCM/CCA 4.15								0,4		
CCM 4.20								-		
CCM 4.22								0,0%		
CCM 4.29								7,2%		
CCM 4.30								0,9%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM/CCA 5.7								-		
CCM 7.3								0,2%		
CCM 7.5								0,0%		
CCM 9.1								0,0%		
								10%		

Part des Dépenses d'investissement (CAPEX) 2023 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

				Critères de contribution substantielle						Biodiversité et écosystèmes (10)
CAPEX		CAPEX absolues (3)	Part des CAPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Économie circulaire (9)		
Activités économiques (1)	Codes (2)	M€	%	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	
A. ACTIVITÉS ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE										
A.1 Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)										
Fabrication d'hydrogène	CCM 3.10	9	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	2 232	20,2%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire concentrée	CCM 4.2	27	0,3%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	2 032	18,4%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	249	2,3%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	3	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	1	0,0%	O ; N	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	1 710	15,5%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	1	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM/CCA 4.14	230	2,1%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	325	2,9%	O ; N	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	0	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	39	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	45	0,4%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	37	0,3%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	9	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	4	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	46	0,4%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	6	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	35	0,3%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	CCM/CCA 7.4	70	0,6%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	17	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM/CCA 7.6	63	0,6%	O ; N	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	14	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	53	0,5%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
CAPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	TOTAL	7 258	66%	99,5%	0,5%	0%	0%	0%	0%	
Dont activités habilitantes		1 969	17,8%	17,7%	0,1%	0%	0%	0%	0%	
Dont activités transitoires		14	0,1%	0,1%						
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)										
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	5	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	11	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM 4.5	4	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	3	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Transport et distribution d'électricité	CCM 4.9	93	0,8%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de chaleur/de froid	CCM 4.15	58	0,5%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	22	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	494	4,5%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	22	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	20	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM 7.3	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	1	0,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Recherche, développement et innovation proches du marché	CCM 9.1	0	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
CAPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		734	6,6%							
TOTAL A1+A2		7 992	72%							
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE										
CAPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)										
TOTAL A+B		3 063	28%							
		11 055	100,00%							

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE

ANNEXE - TABLEAUX TAXONOMIE

Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)									Part des CAPEX alignée sur la taxonomie, année 2022 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)					
Codes (2)	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	%	H	T	
CCM 3.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM 4.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	16,4%			
CCM 4.2		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM 4.3			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	18,8%			
CCM/CCA 4.5			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	10,8%			
CCM 4.8		OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM/CCA 4.9			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H		
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,7%	H		
CCM 4.12	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H		
CCM/CCA 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,4%			
CCM/CCA 4.15			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	3,1%			
CCM 4.20	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,2%			
CCM 4.29			OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%			
CCM 4.30			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T	
CCM 4.31		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T	
CCM 5.7		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,4%			
CCM 6.15	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H		
CCM 7.3		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%	H		
CCM/CCA 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%	H		
CCM 7.5	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H		
CCM/CCA 7.6			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	2,0%	H		
CCM 9.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H		
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,9%	H		
TOTAL								58,4%			
CCM 4.1								0,9%			
CCM 4.3								1,0%			
CCM 4.5								0,1%			
CCM 4.8								-			
CCM 4.9								0,0%			
CCM 4.15								0,5%			
CCM 4.20								-			
CCM 4.29								3,0%			
CCM 4.30								0,4%			
CCM 4.31								0,0%			
CCM 5.7								-			
CCM 7.3								0,1%			
CCM 7.6								0,0%			
CCM 9.1								-			
								6%			

Part des Dépenses Opérationnelles (OPEX) 2023 issue de produits ou de services associés à des activités économiques alignées sur la taxonomie

OPEX		Critères de contribution substantielle								Biodiversité et écosystèmes (10)
		OPEX absolues (3)	Part des OPEX (4)	Atténuation du changement climatique (5)	Adaptation au changement climatique (6)	Ressources aquatiques et marine (7)	Pollution (8)	Economie circulaire (9)		
Activités économiques (1)	Codes (2)	M€	%	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	O ; N ; N/EL	
A1- Activités durable sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie)										
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	66	2,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire concentrée	CCM 4.2	4	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	219	6,9%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	208	6,5%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	2	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	5	0,2%	O ; N	N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Stockage de l'électricité	CCM 4.10	26	0,8%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Stockage d'hydrogène	CCM 4.12	5	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de transport et de distribution pour gaz renouvelables et à faible intensité de carbone	CCM/CCA 4.14	44	1,4%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	164	5,2%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	3	0,1%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid par bioénergie	CCM 4.24	7	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid par utilisation de chaleur fatale	CCM 4.25	2	0,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de l'énergie nucléaire dans des installations existantes	CCM 4.28	35	1,1%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	0	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	1	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	1	0,0%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM 5.7	8	0,2%	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Infrastructures favorables aux transports routiers et aux transports publics à faible intensité de carbone	CCM 6.15	6	0,2%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM/CCA 7.3	95	3,0%	O ; N	O ; N	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation de stations de recharge pour véhicules électriques à l'intérieur de bâtiments (et dans des parcs de stationnement annexés à des bâtiments)	CCM 7.4	0	0,0%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation de technologies liées aux énergies renouvelables	CCM 7.6	14	0,5%	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Services spécialisés en lien avec la performance énergétique des bâtiments	CCM/CCA 9.3	212	6,7%	O	O	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
OPEX des activités durables sur le plan environnemental (alignées sur la taxonomie) (A.1)	TOTAL	1 126	35%	97,9%	2,1%	0%	0%	0%	0%	
Dont activités habilitantes		362	11%	10,9%	0,1%	0%	0%	0%	0%	
Dont activités transitoires		2	0%	0%						
A.2 Activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie)										
Production d'électricité au moyen de la technologie solaire photovoltaïque	CCM 4.1	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir d'énergie éolienne	CCM 4.3	1	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par une centrale hydroélectrique	CCM/CCA 4.5	6	0,2%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité par bioénergie	CCM 4.8	5	0,2%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Transport et distribution d'électricité	CCM/CCA 4.9	43	1,4%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Réseaux de chaleur/de froid	CCM/CCA 4.15	92	2,9%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération de chaleur/froid et d'électricité par bioénergie	CCM 4.20	1	0,0%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid à partir d'énergie géothermique	CCM 4.22	2	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.29	192	6,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Cogénération à haut rendement de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux	CCM 4.30	44	1,4%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Production de chaleur/froid à partir de combustibles fossiles gazeux dans un système efficace de chauffage et de refroidissement urbain	CCM 4.31	2	-0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Digestion anaérobie de biodéchets	CCM/CCA 5.7	26	0,8%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'équipements favorisant l'efficacité énergétique	CCM/CCA 7.3	94	3,0%	EL	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
Installation, maintenance et réparation d'instruments et de dispositifs de mesure, de régulation et de contrôle de la performance énergétique des bâtiments	CCM 7.5	2	0,1%	EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	N/EL	
OPEX des activités éligibles à la taxonomie mais non durables sur le plan environnemental (non alignées sur la taxonomie) (A.2)		507	16%							
TOTAL A1+A2		1 633	51%							
B. ACTIVITÉS NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE										
OPEX des activités non éligibles à la taxonomie (B)		1 539	49%							
TOTAL A+B		3 172	100%							

DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE

ANNEXE - TABLEAUX TAXONOMIE

Codes (2)	Critères d'absences de préjudice important (DNSH - Does Not Significantly Harm)							Part des OPEX alignée sur la taxonomie, année 2022 (18)	Catégorie "activité habilitante" (20)	Catégorie "activité transitoire" (21)
	Atténuation du changement climatique (11)	Adaptation au changement climatique (12)	Ressources aquatiques et marines (13)	Pollution (14)	Économie circulaire (15)	Biodiversité et écosystèmes (16)	Garanties minimales (17)			
	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON	OUI/NON		%	H	T
CCM 4.1		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,3%		
CCM 4.2	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.3		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	10,4%		
CCM/CCA 4.5			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	7,7%		
CCM 4.8		OUI		OUI	OUI	OUI	OUI	0,3%		
CCM/CCA 4.9		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,4%	H	
CCM 4.10	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,6%	H	
CCM 4.12	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%	H	
CCM/CCA 4.14	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,2%		
CCM/CCA 4.15			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	7,7%		
CCM 4.20		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,1%		
CCM 4.24	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,0%		
CCM 4.25	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.28	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	1,1%		
CCM 4.29			OUI		OUI	OUI	OUI	0,0%		
CCM 4.30			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 4.31		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%		T
CCM 5.7		OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,2%		
CCM 6.15	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM/CCA 7.3			OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,7%	H	
CCM 7.4	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,0%	H	
CCM 7.6	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	0,9%	H	
CCM/CCA 9.3	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	OUI	4,9%	H	
TOTAL								39%		
CCM 4.1								0,0%		
CCM 4.3								0,3%		
CCM/CCA 4.5								0,4%		
CCM 4.8								-		
CCM/CCA 4.9								1%		
CCM/CCA 4.15								1,7%		
CCM 4.20								-		
CCM 4.22								0,0%		
CCM 4.29								5,6%		
CCM 4.30								1,5%		
CCM 4.31								0,0%		
CCM/CCA 5.7								-		
CCM/CCA 7.3								0,3%		
CCM 7.5								-		
								11%		

Degré d'éligibilité et d'alignement par objectif environnemental

	Part du chiffre d'affaires / Chiffres d'affaires total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM - Atténuation du changement climatique	98%	97%
CCA - Adaptation au changement climatique	2%	3%
WTR - Ressources aquatiques et marines		
CE - Économie circulaire		
PPC - Prévention et réduction de la pollution		
BIO - Biodiversités et écosystèmes		

	Part des CAPEX / CAPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM - Atténuation du changement climatique	99%	99%
CCA - Adaptation au changement climatique	1%	1%
WTR - Ressources aquatiques et marines		
CE - Économie circulaire		
PPC - Prévention et réduction de la pollution		
BIO - Biodiversités et écosystèmes		

	Part des OPEX / OPEX total	
	Alignée sur la taxonomie par objectif	Éligible à la taxonomie par objectif
CCM - Atténuation du changement climatique	98%	98%
CCA - Adaptation au changement climatique	2%	2%
WTR - Ressources aquatiques et marines		
CE - Économie circulaire		
PPC - Prévention et réduction de la pollution		
BIO - Biodiversités et écosystèmes		

Pour les activités éligibles, le processus a porté sur l'ensemble des six objectifs visés par la taxonomie. Cependant, après analyse des activités économiques couvertes par l'ensemble des objectifs, le Groupe est principalement concerné par l'objectif d'atténuation en cohérence avec sa stratégie de décarbonation.

Les tableaux ci-après reprennent les modèles standards pour la publication des informations liées aux activités nucléaires et gaz selon le Règlement délégué (UE) n°2022/1214 de la Commission européenne du 9 mars 2022.

Modèle 1 - Activités liées à l'énergie nucléaire et au gaz fossile

Ligne	Activités liées à l'énergie nucléaire	
1.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de recherche, de développement, de démonstration et de déploiement d'installations innovantes de production d'électricité à partir de processus nucléaires avec un minimum de déchets issus du cycle du combustible.	NON
2.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction et d'exploitation sûre de nouvelles installations nucléaires de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, y compris leurs mises à niveau de sûreté, utilisant les meilleures technologies disponibles.	NON
3.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités d'exploitation sûre d'installations nucléaires existantes de production d'électricité ou de chaleur industrielle, notamment à des fins de chauffage urbain ou aux fins de procédés industriels tels que la production d'hydrogène, à partir d'énergie nucléaire, y compris leurs mises à niveau de sûreté.	OUI
Activités liées au gaz fossile		
4.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction ou d'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI
5.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état et d'exploitation d'installations de production combinée de chaleur/froid et d'électricité à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI
6.	L'entreprise exerce, finance ou est exposée à des activités de construction, de remise en état ou d'exploitation d'installations de production de chaleur qui produisent de la chaleur/du froid à partir de combustibles fossiles gazeux.	OUI

Modèle 2 - Nucléaire et Gaz - Activités économiques alignées sur la taxonomie (dénominateur)

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	815	1%	815	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	104	0%	104	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	62	0%	62	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	13 536	16%	13 169	16%	367	0%
8.	TOTAL ICP APPLICABLE - CHIFFRE D'AFFAIRES	82 565	100%	82 565	100%	82 565	0%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	45	0%	45	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	37	0%	37	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	9	0%	9	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX	7 162	65%	7 123	64%	39	0%
8.	TOTAL ICP APPLICABLE - CAPEX	11 055	100%	11 055	100%	11 055	0%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	35	1%	35	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	1	0%	1	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX	1 089	34%	1 065	34%	24	1%
8.	TOTAL ICP APPLICABLE - OPEX	3 170	100%	3 170	100%	3170	100%

Modèle 3 - Activités économiques alignées sur la taxonomie (numérateur)

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	815	1%	815	1%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	104	0%	104	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	62	0%	62	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP chiffre d'affaires	13 536	16%	13 169	16%	367	0%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES	14 517	18%	14 150	17%	367	0%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	45	0%	45	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	37	0%	37	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	9	0%	9	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP CAPEX	4	0%	4	0%	0	0%

		Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
Ligne	Activités économiques	CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP CAPEX	7 162	65%	7 123	64%	39	0%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP CAPEX	7 258	66%	7 220	65%	39	0%

		Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
Ligne	Activités économiques	CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	35	1%	35	3%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	1	0%	-1	0%	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique alignée sur la taxonomie visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au numérateur de l'ICP OPEX	1	0%	0	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques alignées sur la taxonomie non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au numérateur de l'ICP OPEX	1 089	34%	1 065	34%	24	1%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ALIGNÉES SUR LA TAXONOMIE AU NUMÉRATEUR DE L'ICP OPEX	1 126	36%	1 102	35%	24	1%

Modèle 4 - Activités économiques éligibles à la taxonomie mais non alignées sur celles-ci

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	3 221	4%	3 207	4%	3	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	619	1%	485	1%	135	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	9	0%	9	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de de l'ICP chiffre d'affaires	1 269	2%	1 126	2%	135	0%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES	5 118	6%	4 827	6%	272	0%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	494	4%	418	4%	67	1%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	22	0%	26	0%	6	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%	0	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX	217	2%	203	2%	14	0%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX	734	7%	636	6%	88	1%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX					
		CCM+CCA		Atténuation du changement climatique (CCM)		Adaptation au changement climatique (CCA)	
		Montant	%	Montant	%	Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%	0	0%	0	0%
4.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	192	6%	116	4%	73	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	44	1%	37	1%	7	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique éligible à la taxonomie, mais non alignée sur celle-ci, visée à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	-2	0%	-2	0%	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques éligibles à la taxonomie, mais non alignées sur celle-ci, non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX	272	9%	268	8%	4	0%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE, MAIS NON ALIGNÉES SUR CELLE-CI, AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX	507	16%	420	13%	84	0%

Modèle 5 - Activités économiques non éligibles à la taxonomie

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - Chiffre d'affaires	
		CCM+CCA	
		Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	2 524	3%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP chiffre d'affaires	60 406	73%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CHIFFRE D'AFFAIRES	62 931	76%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - CAPEX	
		CCM+CCA	
		Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	124	1%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP CAPEX	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP CAPEX	2 939	27%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP CAPEX	3 063	28%

Ligne	Activités économiques	Montant en millions d'euros et proportion en % - OPEX	
		CCM+CCA	
		Montant	%
1.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 1 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.26 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
2.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 2 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.27 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
3.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 3 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.28 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	163	5%
4.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 4 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.29 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
5.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 5 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.30 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
6.	Montant et proportion de l'activité économique visée à la ligne 6 du modèle 1 qui n'est pas éligible à la taxonomie, conformément à la section 4.31 des annexes I et II du règlement délégué (UE) 2021/2139 au dénominateur de l'ICP OPEX	0	0%
7.	Montant et proportion des autres activités économiques non éligibles à la taxonomie et non visées aux lignes 1 à 6 ci-dessus au dénominateur de l'ICP OPEX	1 374	43%
8.	MONTANT TOTAL ET PROPORTION TOTALE DES ACTIVITÉS ÉCONOMIQUES NON ÉLIGIBLES À LA TAXONOMIE AU DÉNOMINATEUR DE L'ICP OPEX	1 537	48%

3.11 RAPPORT DE L'ORGANISME TIERS INDÉPENDANT SUR LA VÉRIFICATION DE LA DÉCLARATION CONSOLIDÉE DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'Assemblée Générale,

En notre qualité d'organisme tiers indépendant (« tierce partie »), accrédité par le COFRAC (Accréditation COFRAC Inspection, n° 3-1681, portée disponible sur www.cofrac.fr) et membre du réseau de l'un des Commissaires aux comptes de votre société (ci-après l'« Entité »), nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur la conformité de la déclaration consolidée de performance extra-financière, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (ci-après la « Déclaration ») aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce et sur la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce (ci-après les « Informations ») préparées selon les procédures de l'Entité (ci-après le « Référentiel »), présentées dans le rapport de gestion en application des dispositions des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du Code de commerce.

Conclusion

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration consolidée de performance extra-financière est conforme aux dispositions réglementaires applicables et que les Informations, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Préparation de la Déclaration de Performance Extra-Financière

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement et présentées dans la Déclaration.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction de :

- sélectionner ou d'établir des critères appropriés pour la préparation des Informations et des Indicateurs ;
- préparer une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance et par ailleurs les informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- préparer la Déclaration en appliquant le Référentiel de l'Entité tel que mentionné ci-avant ;
- ainsi que mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

La Déclaration a été établie par le conseil d'administration.

Responsabilité de l'organisme tiers indépendant

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, de formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur :

- la conformité de la Déclaration aux dispositions prévues à l'article R. 225-105 du Code de commerce ;
- la sincérité des informations historiques (constatées ou extrapolées) fournies en application du 3° du I et du II de l'article R. 225-105 du Code de commerce, à savoir les résultats des politiques, incluant des indicateurs clés de performance, et les actions, relatifs aux principaux risques.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations, telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas de nous prononcer sur :

- le respect par l'Entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables (notamment en matière d'informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte), de plan de vigilance et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale) ;
- la sincérité des informations prévues par l'article 8 du règlement (UE) 2020/852 (taxonomie verte) ;
- la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Dispositions réglementaires et doctrine professionnelle applicable

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce, à notre programme de vérification constitué de nos procédures propres (*Programme de vérification de la déclaration de performance extra-financière*, du 7 Juillet 2023) et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention, notamment l'avis technique de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes, *Intervention du Commissaire aux comptes – Intervention de l'OTI – Déclaration de performance extra-financière*, et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée)⁽¹⁾.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 821-28 du Code de commerce et le Code de déontologie de la profession. Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de dix-sept personnes et se sont déroulés entre octobre 2023 et mars 2024 pour une durée totale d'intervention de quinze semaines.

Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos spécialistes en matière de développement durable et de responsabilité sociétale. Nous avons mené des entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration, représentant notamment les ressources humaines, la santé et sécurité et l'environnement.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée :

- nous avons pris connaissance de l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation et de l'exposé des principaux risques ;
- nous avons apprécié le caractère approprié du Référentiel au regard de sa pertinence, son exhaustivité, sa fiabilité, sa neutralité et son caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- nous avons vérifié que la Déclaration couvre chaque catégorie d'information prévue au III de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce en matière sociale et environnementale ainsi que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105 du Code de commerce lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques et comprend, le cas échéant, une explication des raisons justifiant l'absence des informations requises par le 2^e alinéa du III de l'article L. 225-102-1 du Code de commerce ;
- nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance afférents aux principaux risques ;
- nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour :
 - apprécier le processus de sélection et de validation des principaux risques ainsi que la cohérence des résultats, incluant les indicateurs clés de performance retenus, au regard des principaux risques et politiques présentés,
 - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considéré les plus importantes présentées ci-dessous. Pour certains risques (sociétaux, environnementaux), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres risques, des travaux ont été menés au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités listées ci-après :
 - *Informations sociales* : Cofely Services Etablissement ; Engie Cofely Energy Services LLC ; Engie Deutschland GmbH ; Engie ES SA Cofely Réseaux Etablissement ; Engie Home Services,
 - *Informations santé-sécurité* : GBU ES ; GBU Retail ; Cozie ; Engie Home Services,
 - *Informations environnementales* : Central Termoelectrica Andina SA ; Central Termica Red Dragon ; Inversiones Hornitos S. A. ; Tocopilla CCGT ; Tocopilla Conventional ; Climaespaco ; CN'Air – Global ; CNR ; BIL – Nord Est – Engie ES ; GIM – Nord – PDE Nord-Est ; Groupe CPCU ; Polynésie française ;

(1) ISAE 3000 (révisée) - Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

- nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 du Code de commerce avec les limites précisées dans la Déclaration ;
 - nous avons pris connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par l'Entité et avons apprécié le processus de collecte visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations ;
 - pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs que nous avons considéré les plus importants⁽¹⁾, nous avons mis en œuvre :
 - des procédures analytiques consistant à vérifier la correcte consolidation des données collectées ainsi que la cohérence de leurs évolutions,
 - des tests de détail, sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, consistant à vérifier la correcte application des définitions et procédures et à rapprocher les données des pièces justificatives. Ces travaux ont été menés auprès d'une sélection d'entités contributrices et couvrent entre 24 % et 100 % des données consolidées sélectionnées pour ces tests ;
 - nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation ;
- Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont moins étendues que celles requises pour une mission d'assurance raisonnable effectuée selon la doctrine professionnelle, une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024

L'organisme tiers indépendant

EY & Associés

Alexis Gazzo

Associé, Développement Durable

(1) **Informations sociales et santé sécurité :** Part des apprentis dans les effectifs en CDI et en CDD en France hors entités régulées GRDF et GRTgaz ; Equité salariale femmes / hommes ; Pourcentage de salariés en situation de handicap en France ; Nombre d'embauches en CDI ; Nombre d'embauches en CDD ; Nombre de démissions ; Nombre de départs en retraite ou pré-retraite ; Nombre de licenciements ; Nombre de ruptures conventionnelles ; Nombre de divers sorties ; Taux d'effectif formé chaque année ; Nombre d'heures de formation (avec e-learning) ; Taux de turnover ; Taux de turnover volontaire ; Nombre d'accidents mortels (collaborateurs) ; Taux de gravité selon le référentiel français ; Nombre de jours d'arrêts en 2023 pour des accidents ayant eu lieu en 2023 ou les années précédentes ; Taux de gravité selon le référentiel Organisation Internationale du Travail ; Nombre de jours d'arrêt en 2023 pour des accidents ayant eu lieu en 2023 ; Taux de fréquence des accidents avec arrêt (personnel du Groupe et sous-traitants en site fermé)

Informations environnementales : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS ; Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO 14001 (non EMAS) ; Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues) ; Quantité totale de déchets & sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues) ; Emissions de Nox ; Emissions de Sox ; Emissions de particules ; Prélèvement eau douce ; Rejet eau douce ; Prélèvement eau non douce ; Rejet eau non douce ; Consommation d'eau ; Part des top 250 fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT ; Consommation d'eau douce par énergie produite ; Emissions de GES liées aux pratiques de travail ; Emissions de GES liées à l'usage des produits vendus.

3.12 RAPPORT D'ASSURANCE RAISONNABLE DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR UNE SÉLECTION D'INFORMATIONS SOCIALES ET ENVIRONNEMENTALES DU GROUPE POUR L'EXERCICE CLOS LE 31 DÉCEMBRE 2023

Au Directeur Général,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après l'« Entité ») et en réponse à votre demande, nous avons réalisé une mission d'assurance raisonnable sur une sélection d'informations sociales et environnementales du groupe relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2023 (ci-après les « Informations ⁽¹⁾ »), au regard des procédures de l'Entité dont un résumé figure dans les parties « Éléments de méthodologie » et « Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux », du document d'enregistrement universel (ci-après les « Référentiels »), présentées dans le document d'enregistrement universel pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Notre mission ne couvre pas les autres informations incluses dans le document d'enregistrement universel et, par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion sur celles-ci.

Opinion sous forme d'assurance raisonnable

A notre avis, les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Préparation des Informations

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant aux Référentiels dont les éléments significatifs sont disponibles sur demande auprès de la direction de la responsabilité environnementale et sociétale groupe, de la direction santé et sécurité groupe et de la direction des ressources humaines groupe.

Limites inhérentes à la préparation des Informations

Comme mentionné dans le rapport de gestion, les Informations peuvent être sujettes à une incertitude inhérente à l'état des connaissances scientifiques ou économiques et à la qualité des données externes utilisées. Certaines informations sont sensibles aux choix méthodologiques, hypothèses et/ou estimations retenues pour leur établissement.

Responsabilité de l'Entité

Il appartient à la direction de l'Entité de :

- sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;
- préparer des Informations conformément aux Référentiels ;
- concevoir, mettre en place et maintenir le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient :

- de planifier et réaliser la mission de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs ;
- d'exprimer une opinion indépendante sur la base des éléments probants que nous avons obtenus ;
- de communiquer notre opinion au directeur général de la société ENGIE.

Comme il nous appartient de formuler une opinion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Normes professionnelles appliquées

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à la norme internationale ISAE 3000 (révisée) – *Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information* publiée par l'IAASB (*International Auditing and Assurance Standards Board*).

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 821-28 du Code de commerce, le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes et le Code d'éthique de l'IESBA (*International Code of Ethics for Professional Accountants (including Independence Standards)*).

Par ailleurs, nous appliquons la norme *International Standard on Quality Management 1* qui implique de définir et mettre en place un système de contrôle qualité comprenant des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des règles déontologiques, des normes professionnelles et des textes légaux et réglementaires applicables.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences respectivement de douze personnes dans les équipes DELOITTE & ASSOCIES et de dix-neuf personnes dans les équipes ERNST & YOUNG et Autres et se sont déroulés entre septembre 2023 et mars 2024.

(1) **Informations sociales et santé sécurité** : Effectif fin de période, Total cadres, Total OET, Total TSM, Nombre de femmes dans l'effectif, Nombre de femmes parmi les cadres, Effectif en CDI, Effectif en CDD, Heures totales travaillées (RH), Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt (collaborateurs), Taux de femmes dans le management du groupe

Informations environnementales : Consommation d'énergie primaire - Total (excluant l'auto-consommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'auto-consommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus biomasse/biogaz), Renouvelable - Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable - Électricité et chaleur produites, Emissions totales directes de GES - Scope 1, Emissions indirectes associées à l'énergie (Scope 2), Intensité carbone de la production d'énergie (Scope 1), Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets & sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Taux de valorisation des déchets dangereux, Emissions de GES (Scope 1 et 3) liées à la production d'énergie, Part des capacités renouvelables dans la production d'électricité,

Nature et étendue des travaux

Une mission d'assurance raisonnable implique la mise en œuvre de procédures en vue d'obtenir des éléments probants concernant les Informations. La nature, le calendrier et l'étendue des procédures choisies relèvent de notre jugement professionnel, et notamment de notre évaluation des risques que les Informations comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs. Dans l'évaluation de ces risques, nous avons pris en considération le contrôle interne pertinent pour la préparation par l'Entité des Informations. Nous avons notamment :

- apprécié le caractère approprié des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- vérifié la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations ;

- consulté les sources documentaires utilisées et mené des entretiens auprès des personnes concernées au siège de l'Entité afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels ;
- mis en œuvre des procédures analytiques sur les Informations et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Informations ;
- testé les Informations au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées en fonction de leur activité, de leur contribution aux informations consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque ;
- mené des entretiens pour vérifier la correcte application des procédures, et mis en œuvre des tests de détail approfondis sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives.

Nous estimons que les éléments probants que nous avons recueillis sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIÉS

Nadia Laadouli Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Guillaume Rouger

4

GOVERNEMENT D'ENTREPRISE

4.1 Organisation et fonctionnement de la gouvernance	158	4.3 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise	210
4.1.1 Composition du Conseil d'Administration	158	4.3.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	211
4.1.2 Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	179	4.3.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	211
4.1.3 Direction Générale	189	4.3.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	211
4.2 Rémunération des mandataires sociaux et des membres du comité exécutif	190	4.3.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	211
4.2.1 Rémunérations des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2023 (<i>say on pay ex-post</i>)	190	4.3.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	215
4.2.2 Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2023	200	4.3.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	215
4.2.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2024 (<i>say on pay ex-ante</i>)	202	4.3.7 Mandats des Commissaires aux comptes	216
4.2.4 Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2024	206	4.4 Code de gouvernement d'entreprise	216
4.2.5 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	206	4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	217
4.2.6 Attribution d'Actions de Performance	206		



Les informations présentées dans ce chapitre forment le rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise établi conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 dernier alinéa et des articles L. 22-10-8 et suivants du Code de commerce. Ce rapport a été présenté aux comités du Conseil d'Administration pour les parties relevant de leurs domaines d'activité et approuvé par le Conseil d'Administration dans sa séance du 21 février 2024.

Il rend compte notamment de la composition du Conseil d'Administration, des conditions de préparation et d'organisation de ses travaux et des limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Il comprend également la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration. Les évolutions dans la composition du Conseil d'Administration proposées à

l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 sont précisées à la Section 4.1.1.9. Ce rapport rappelle, à la Section 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du comité exécutif", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux.

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées publié par l'Afep (Association française des entreprises privées) et le Medef (Mouvement des entreprises de France) (ci-après le "Code Afep-Medef"), actualisé en décembre 2022 et consultable sur le site Internet de l'AFEP (<https://afep.com/publications/code-de-gouvernement-dentreprise-des-societes-cotees/>) et du MEDEF (<https://www.medef.com/>).

4.1 ORGANISATION ET FONCTIONNEMENT DE LA GOUVERNANCE

DISSOCIATION DE LA PRÉSIDENTIE ET DE LA DIRECTION GÉNÉRALE

En 2016, le Conseil d'Administration a, conformément aux recommandations du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, fait le choix d'une gouvernance dissociée. En 2018, le Conseil d'Administration a réaffirmé son choix de dissociation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général pour permettre au Groupe de faire face au mieux aux défis auxquels il était confronté. La Directrice Générale avait pour mission de poursuivre le plan de transformation dans un secteur en pleine mutation, enjeu qui n'était pas jugé compatible avec un mandat de Président du Conseil d'Administration, qui nécessite une disponibilité importante pour assurer un fonctionnement efficace, collégial et indépendant du Conseil d'Administration. Ce choix a depuis été confirmé. Le Président se charge d'organiser et d'animer les travaux du Conseil d'Administration et gère les relations et le dialogue avec les actionnaires. La Directrice Générale se consacre à la conduite opérationnelle du Groupe, à sa performance financière et extra-financière, et à la poursuite de la feuille de route stratégique et de transformation définie en mai 2021.

4.1.1 COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE doit être composé au minimum de trois Administrateurs. L'article 13 des statuts de la Société (www.engie.com/statuts-ENGIE) fixe le nombre maximum d'Administrateurs et prévoit que trois Administrateurs représentant les salariés (conformément aux articles L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce) et un Administrateur représentant les salariés actionnaires, soient désignés.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs arrivent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat et appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

Les mandats de Françoise Malrieu et de Mari-Noëlle Jégo-Laveissière sont arrivés à expiration à l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et n'ont pas été renouvelés. Lors de cette même Assemblée Générale, Lucie Muniesa a été nommée en qualité d'Administratrice sur proposition de l'Etat et les mandats de Marie-José Nadeau et Patrice Durand ont été renouvelés.

Par ailleurs, suite au changement de fonctions de Stéphanie Besnier, l'Etat a désigné Céline Fornaro comme Administratrice représentant l'Etat à compter du 14 mars 2023.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 14 membres dont :

- sept Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- une Administratrice représentant l'Etat, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;

- deux Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'Etat français au capital ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés (conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) ;
- une Administratrice représentant les salariés actionnaires (conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce et à l'article 13.3 des statuts de la Société) nommée par l'Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants, dont le Président du Conseil d'administration (voir Sections 4.1.1.2 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.6 "Indépendance des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (ci-après, le CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché eu égard notamment à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques tels que reflétés dans la politique de diversité des membres du Conseil d'Administration (voir Section 4.1.1.8).

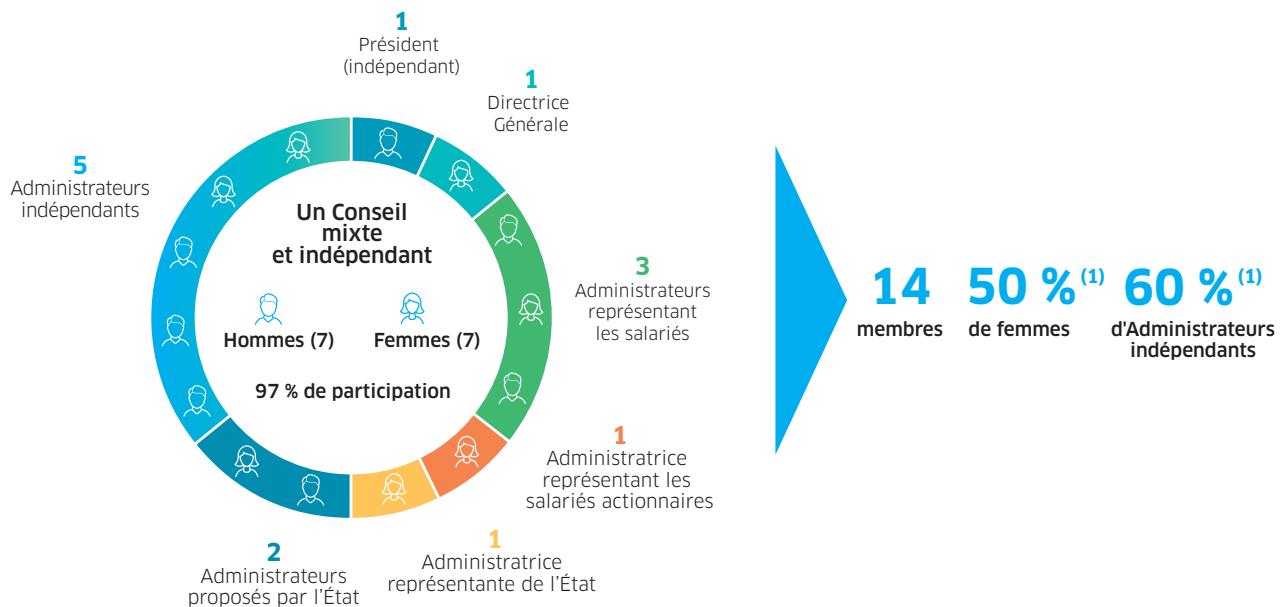


Photo prise lors de la séance du Conseil d'Administration du 21 février 2024.

Au premier plan, de la gauche vers la droite : Magali Viot, Lord Peter Ricketts of Shortlands, Patrice Durand et Céline Fornaro.

Au deuxième plan, de la gauche vers la droite : Gildas Gouvazé (représentant du CSE), Jacinthe Delage, Fabrice Brégier, Marie-Claire Daveu, Ross McInnes, Catherine MacGregor (Directrice Générale), Jean-Pierre Clamadieu (Président), Marie-José Nadeau, Yoan Kosnar, Sophie Murlon (Commissaire du gouvernement), Christophe Agogué et Lucie Muniesa.

À la date du présent rapport, les principales caractéristiques de la composition du Conseil d'Administration sont les suivantes :



(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes et de la proportion d'indépendants au sein du Conseil d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé.

Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice 2023

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Stéphanie Besnier (14/03/2023) Françoise Malrieu (26/04/2023) Mari-Noëlle Jego-Laveissière (26/04/2023)	Céline Fornaro (14/03/2023) Lucie Muniesa (26/04/2023)	Marie-José Nadeau (26/04/2023) Patrice Durand (26/04/2023)
Comité d'Audit	Stéphanie Besnier (14/03/2023) Françoise Malrieu (26/04/2023)	Céline Fornaro (14/03/2023)	Marie-José Nadeau (26/04/2023)
CSIT ⁽¹⁾	Stéphanie Besnier (14/03/2023)	Céline Fornaro (14/03/2023)	Marie-José Nadeau (26/04/2023) Patrice Durand (26/04/2023)
CNRG ⁽²⁾	Stéphanie Besnier (14/03/2023) Françoise Malrieu (26/04/2023)	Céline Fornaro (14/03/2023)	Marie-José Nadeau (26/04/2023)
CEEDD ⁽³⁾	Françoise Malrieu (26/04/2023)	Lucie Muniesa (05/07/2023)	-

(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

(2) Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.

(3) Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

4.1.1.1 Processus de sélection d'un Administrateur

La procédure de sélection et de désignation des Administrateurs représentant les salariés, de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires et des Administrateurs nommés par ou sur proposition de l'Etat fait l'objet d'un cadre réglementaire et/ou statutaire précis qui est rappelé dans la Section 4.1.1.

En ce qui concerne la sélection d'Administrateurs indépendants, la Présidente du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement.

Une première liste longue puis une *short list* de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil d'Administration. Lors de ces entretiens, le CNRG s'assure notamment de l'indépendance, de la disponibilité et de la motivation du candidat pressenti et de son adhésion aux valeurs du Groupe.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste deviendrait vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur. Ces dispositions ne sont toutefois pas applicables en cas de vacance, pour quelque cause que ce soit, d'un siège d'Administrateur élu par les salariés et du siège de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.2 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Diversité au sein du Conseil d'Administration

Conformément aux dispositions de l'article L. 225-17 du Code de commerce qui instaure un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration, à la date du présent rapport, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend sept femmes Administratrices sur 14 membres.

Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés (trois Administrateurs) ou les salariés actionnaires (une Administratrice) ne sont pas pris en compte.

Ainsi, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont cinq sont des femmes, soit 50% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et à l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Pour de plus amples informations, il est renvoyé à la Section 4.1.1.8 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

Programme d'intégration et de formation des nouveaux membres du Conseil d'Administration

Chaque Administrateur peut bénéficier de toute formation nécessaire au bon exercice de sa fonction d'Administrateur – et le cas échéant, de membre de Comité – dispensée par l'entreprise ou approuvée par elle en application de l'article

1.10 du règlement intérieur du Conseil d'Administration d'ENGIE et de l'article 14 du Code Afep-Medef.

Le CNRG a adopté lors de sa séance du 30 novembre 2022, un programme d'intégration et de formation dont seront amenés à bénéficier les nouveaux membres du Conseil en principe dans les six mois suivant leur prise de fonction, afin de leur permettre d'acquérir rapidement une bonne connaissance de l'organisation de l'entreprise et de ses activités. Ce programme prend la forme de rendez-vous avec les membres du Comité exécutif, et de sessions d'information dispensées par des experts des différents métiers du Groupe.

En 2023, les nouveaux Administrateurs ont ainsi bénéficié de sessions d'information sur l'hydrogène, les renouvelables, *Energy Solutions*, le thermique, le BtoC, le nucléaire et les infrastructures, ainsi que d'une session sur la RSE. Ce programme comprend aussi des visites de sites représentatifs de l'activité du Groupe. Une visite a été organisée en 2023 telle que détaillée ci-après.

Formation des Administrateurs

En 2023, tous les Administrateurs ont participé à plusieurs réunions d'information décrites dans la Section 4.1.2.3.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration a adopté, lors de sa séance du 21 juillet 2023, un programme de formation des Administrateurs représentant les salariés. Ce programme a été établi en application de l'article L.225-30-2 du Code de commerce, de l'article 14 du Code Afep-Medef et de l'article 4.1 du règlement intérieur du Conseil d'Administration.

Ce programme vise à acquérir ou perfectionner les connaissances et techniques nécessaires à l'exercice du mandat d'administrateur, il porte principalement sur le rôle et le fonctionnement du Conseil d'Administration, les droits et obligations des Administrateurs et leurs responsabilités ainsi que sur l'organisation et les activités du Groupe. Le représentant des salariés actionnaires bénéficie de ce programme.

Visites de sites

Les Administrateurs peuvent participer à des visites de sites de la Société. En 2023, ils ont visité le terminal méthanier de

Fos Cavaou situé dans la zone industrielle du port de Marseille-Fos, qui offre un accès privilégié aux marchés européens du GNL. Les Administrateurs ont également découvert le projet Jupiter 1000, le premier démonstrateur *Power to Gas* français, qui transforme l'électricité renouvelable en excès en hydrogène puis en méthane, injecté dans le réseau gazier. Le projet Jupiter 1000 vise à offrir davantage de flexibilité au réseau énergétique, à encourager le développement des énergies renouvelables et à produire du gaz neutre en carbone à partir de CO₂ recyclé.

Tableau de présentation synthétique du Conseil d'Administration

Prénom, nom, sexe ⁽¹⁾ et âge	Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues ⁽²⁾	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées (hors ENGIE)	Administrateur indépendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil ⁽³⁾	Participation à des comités du Conseil
Jean-Pierre Clamadiou H, 65 ans		50 000	2	●	18/05/2018	2026	5	Pdt du CSIT CNRG ⁽⁴⁾
Catherine MacGregor F, 51 ans		70 000	1	x	20/05/2021	2025	2	CNRG ⁽⁴⁾ CSIT ⁽⁴⁾ CEEDD ⁽⁴⁾
Fabrice Brégier H, 62 ans		2 500	2	●	03/05/2016	2024	7	CNRG
Marie-Claire Daveu F, 52 ans		500	1	●	21/04/2022	2026	1	Pdte du CEEDD
Ross McInnes H, 69 ans	 	4 900	2	●	18/05/2018	2026	5	Pdt du Comité d'Audit CEEDD CSIT
Marie-José Nadeau F, 70 ans		5 600	0	●	28/04/2015	2027	8	Pdte du CNRG Comité d'Audit CSIT
Lord Peter Ricketts of Shortlands H, 71 ans		750	1	●	03/05/2016 ⁽⁵⁾	2024	7	CNRG
Céline Fornaro F, 47 ans		0	3	x	14/03/2023	2027	0	Comité d'Audit CSIT CNRG
Patrice Durand H, 70 ans		2 500	0	x	14/12/2016	2027	7	CSIT
Lucie Muniesa F, 48 ans		0	0	x	26/04/2023	2027	0	CEEDD
Christophe Agogué H, 62 ans		125	0	NA	18/05/2018	2026	5	Comité d'Audit
Yoan Kosnar H, 48 ans		70	0	NA	21/04/2022	2026	1	CSIT
Magali Viot F, 52 ans		0	0	NA	21/04/2022	2026	1	CEEDD
Jacinthe Delage F, 47 ans		1 344	0	NA	20/05/2021	2025	2	CNRG

(1) Femme (F), Homme (H).

(2) Sont dispensés d'être propriétaires d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence").

(3) En années échues.

(4) Assiste à ce(s) comité(s) sans en être membre.

(5) Avec prise d'effet au 1^{er} août 2016.

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (7)

JEAN-PIERRE CLAMADIEU

**Président du Conseil d'Administration**

- **Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies**
- **Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance**

Âge : 65 ans**Nationalité** : française**Première nomination** : 18 mai 2018**Échéance du mandat** : 2026**Actions détenues** : 50 000 actions**Adresse professionnelle** :

ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadiou est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadiou est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadiou était Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay. Le 18 mai 2018, il a été nommé Administrateur et Président du Conseil d'Administration d'ENGIE : son mandat a été renouvelé le 21 avril 2022. Le 8 octobre 2020, il a par ailleurs été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats et fonctions en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe**

- Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administrateur d'Airbus ⁽¹⁾ – membre du Comité des nominations, des rémunérations et de la gouvernance, et Président du Comité éthique, compliance & développement durable
- Administrateur de TE Connectivity ⁽¹⁾ – membre du Comité des nominations, de gouvernance et compliance
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur et CEO de Solvay (Belgique) ⁽¹⁾ (jusqu'en 2019)
- Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA) (jusqu'en 2020)
- Administrateur indépendant référent d'AXA ⁽¹⁾ – Président du Comité de rémunération, de gouvernance et du développement durable (jusqu'en 2023)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.

CATHERINE MACGREGOR



Administratrice Directrice Générale

- Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance,
- Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
- Assiste sans être membre au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

Âge : 51 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 70 000 actions

Adresse professionnelle :

ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Catherine MacGregor a rejoint le groupe ENGIE le 1^{er} janvier 2021 en qualité de Directrice Générale. Avant de rejoindre le Groupe, Catherine MacGregor a mené l'ensemble de sa carrière dans le secteur de l'énergie, où elle a exercé différents postes de direction à dimension internationale. De 2019 à 2020, elle est ainsi membre du Comité exécutif de TechnipFMC et dirige Technip Energies, l'entité hébergeant les activités d'ingénierie, dont elle prépare notamment l'introduction en bourse. Auparavant, Catherine MacGregor a travaillé pendant 23 ans pour Schlumberger, dirigeant des projets industriels dans différents continents (Afrique, Europe, Asie, Amérique du Nord). Elle y a exercé des fonctions diverses, d'ingénieure opérationnelle à la présidence de différentes entités (Forage, Europe et Afrique) et à la vice-présidence des ressources humaines du Groupe. Catherine MacGregor a rejoint le Conseil d'Administration de Microsoft en tant qu'Administratrice indépendante en décembre 2023. Activement engagée au Forum Economique Mondial, elle est membre de l'alliance des CEO leaders pour le Climat. Catherine MacGregor est ingénieure et diplômée de l'École Centrale de Paris (CentraleSupélec).

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Microsoft Inc. ⁽¹⁾ depuis décembre 2023
- Administratrice de l'AFEP
- Administratrice et membre de l'Association Française des Entreprises pour l'Environnement (EpE)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de la Fondation ENGIE (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse) (jusqu'en 2023)

Compétences clefs

- Direction Générale
- Secteur de l'industrie
- Secteur de l'énergie

(1) Société cotée.

FABRICE BRÉGIER

**Administrateur**

- Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 62 ans**Nationalité :** française**Première nomination :** 3 mai 2016**Échéance du mandat :** 2024**Actions détenues :** 2 500 actions**Adresse professionnelle :**

Palantir Technologies France - 5, rue Charlot - 75003 PARIS

Ancien élève de l'École polytechnique, ingénieur en chef du Corps des mines, Fabrice Brégier a débuté sa carrière à la Direction régionale de l'industrie et de la recherche (DRIRE) de la région Alsace au ministère du Redéploiement industriel et du Commerce extérieur avant d'être nommé Sous-Directeur des affaires économiques, internationales et financières à la Direction Générale de l'Alimentation du ministère de l'Agriculture en 1989. Après plusieurs nominations en tant que Conseiller auprès de différents ministres, Fabrice Brégier rejoint Matra Défense en 1993 où il sera successivement Président de joint-ventures franco-allemandes puis Directeur des Activités de Tir à Distance de Sécurité au sein de Matra BAe Dynamics. En 1998, il devient CEO de Matra BAe Dynamics, avant d'être nommé en 2001 CEO de MBDA, société européenne leader des systèmes de missiles. Il rejoint Eurocopter début 2003 dont il devient le Président et CEO en avril. Il est nommé en 2005 Directeur de la division Eurocopter et membre du Comité Exécutif d'EADS puis en 2006 Chief Operating Officer d'Airbus et membre du Comité Exécutif d'EADS. De 2012 à 2018, Fabrice Brégier est Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société leader du Big Data. Il est également nommé Président du Conseil d'Administration de SCOR en juin 2023.

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France et Président du Conseil d'Administration de SCOR

Mandats et fonctions en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe**

- Président de Palantir Technologies France
- Administrateur de KK Wind Solutions (Danemark)
- Président du Conseil d'Administration de SCOR ⁽¹⁾ depuis juin 2023 - Président du Comité stratégique, Président du Comité de gestion de crise, membre du Comité des comptes et de l'audit et membre du Comité des risques
- Administrateur de Safran ⁽¹⁾ - membre du Comité innovation, technologie et climat

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Direction Générale
- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.

MARIE-CLAIRE DAVEU



Administratrice

● Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 5 juillet 2023)

Âge : 52 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 500 actions

Adresse professionnelle :

KERING - 40, rue de Sèvres - 75007 Paris

Diplômée de l'École nationale du génie rural, des eaux et des forêts (ENGREF, corps des IPEF). Elle est également titulaire d'un Diplôme d'études supérieures spécialisées (DESS) en gestion publique de l'Université Paris Dauphine. Marie-Claire Daveu a démarré sa carrière en 1997 à la Direction Départementale Agriculture et Forêt du département de la Manche. En 2001, elle a rejoint le Ministère du Plan et de l'Environnement. En 2002, elle est nommée Conseillère technique à l'écologie et au développement durable au cabinet du Premier Ministre Jean-Pierre Raffarin, puis Directrice de Cabinet du Ministre de l'Ecologie et du Développement Durable, Serge Lepeltier en 2004. En 2005, elle rejoint le Groupe Sanofi-Aventis, en tant que Directrice Développement Durable. En 2007, elle devient Directrice de Cabinet de Mme Nathalie Kosciusko-Morizet, d'abord au Secrétariat d'Etat à l'Ecologie, puis au Secrétariat d'Etat chargé de la prospective et du développement numérique, et au Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable du Transport et de l'Habitat. En 2012, elle rejoint le Groupe Kering et est nommée Directrice du Développement Durable et des relations institutionnelles internationales. Elle est membre du Comité Exécutif du Groupe.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice du Développement Durable et des relations institutionnelles internationales de Kering

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Crédit Agricole ⁽¹⁾ - membre du Comité des risques, membre du Comité de l'engagement sociétal et membre du Comité des rémunérations
- Membre du Conseil de Surveillance de la Compagnie du Ponant
- Administratrice d'Indosuez Wealth management

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Crédit Agricole CIB - membre du Comité des rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice de SPAC Transition ⁽¹⁾ (jusqu'en 2022)
- Administratrice d'Albioma ⁽¹⁾ - Présidente du Comité de la responsabilité sociétale (jusqu'en 2022)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE : Climat et Santé-Sécurité
- Secteur de l'énergie

(1) Société cotée.

ROSS MCINNES

**Administrateur**

- **Président du Comité d'Audit** (depuis le 5 juillet 2023)
- **Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies**
- **Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable**

Âge : 69 ans**Nationalité** : française et australienne**Première nomination** : 18 mai 2018**Échéance du mandat** : 2026**Actions détenues** : 4 900 actions**Adresse professionnelle** :

SAFRAN – 2, boulevard du Général Martial-Valin – 75015 Paris

Diplômé de l'Université d'Oxford, Ross McInnes débute sa carrière en 1977 au sein de Kleinwort Benson, à Londres puis à Rio de Janeiro. En 1980, il rejoint la Continental Bank (devenue Bank of America) au sein de laquelle il occupe successivement plusieurs postes dans les activités de corporate finance, à Chicago puis à Paris. En 1989, Ross McInnes rejoint Eridania Beghin-Say, dont il est nommé Directeur Financier en 1991, puis membre du Conseil d'Administration en 1999. L'année suivante, Ross McInnes rejoint Thomson-CSF (devenu Thales) en tant que Directeur Général Adjoint et Directeur Financier et accompagne la transformation du Groupe jusqu'en 2005. Il intègre alors le Groupe PPR (devenu Kering) comme Directeur Général, Finances et Stratégie, puis rejoint en 2006 le Conseil de Surveillance de Générale de Santé. Il assure la présidence du Directoire de Générale de Santé de manière intérimaire de mars à juin 2007. Il occupe aussi les fonctions de *Vice-Chairman* de Macquarie Capital Europe, spécialisé notamment dans les investissements en infrastructures. En mars 2009, Ross McInnes intègre Safran et devient Directeur Général Adjoint, Affaires économiques et financières au mois de juin suivant. Il a été membre du Directoire de Safran de juillet 2009 à avril 2011, puis Directeur Général Délégué jusqu'en avril 2015. Le 23 avril 2015, il devient Président du Conseil d'Administration de Safran. Par ailleurs, Ross McInnes est depuis février 2015 Représentant Spécial pour les relations économiques avec l'Australie, nommé par le ministre de l'Europe et des Affaires étrangères dans le cadre de la diplomatie économique française. De novembre 2016 à novembre 2019, il est membre du Haut Comité de gouvernement d'entreprise. En février 2017, il rejoint SICOM, l'associé commandité de VIVESCIA Industries, en qualité de "personne qualifiée". En octobre 2017, Ross McInnes est nommé, par le Premier ministre, co-Président du Comité "Action Publique 2022", chargé de proposer des pistes de réformes sur les politiques publiques ; mission achevée depuis lors. De janvier 2018 à janvier 2024, Ross McInnes a été *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran

Mandats et fonctions en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe**

- Président du Conseil d'Administration de Safran ⁽¹⁾
- Administrateur référent de Lectra ⁽¹⁾ - Président du Comité des nominations, membre du Comité d'audit et membre du Comité stratégique

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra ⁽¹⁾ (jusqu'en 2020)
- Administrateur d'Eutelsat Communications ⁽¹⁾ (jusqu'en 2022)
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS (jusqu'en 2024)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur de l'industrie

(1) Société cotée.

MARIE-JOSÉ NADEAU



Administratrice

- Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 5 juillet 2023)
- Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
- Membre du Comité d'Audit

Âge : 70 ans

Nationalité : canadienne

Première nomination : 28 avril 2015

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 5 600 actions

Adresse professionnelle :

ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Marie-José Nadeau est experte du secteur de l'énergie. Elle est Présidente honoraire du Conseil mondial de l'énergie, une organisation internationale dont elle a présidé le Conseil de 2013 à 2016, après y avoir siégé comme administratrice pendant 15 ans. Par ailleurs, Marie José Nadeau a une expérience de plus de 20 ans en qualité de haut dirigeant et a siégé en qualité de membre de comités d'audit pendant 10 ans. Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit public de l'Université d'Ottawa, elle a exercé des fonctions stratégiques au sein des gouvernements du Canada et du Québec, avant de rejoindre la direction d'Hydro-Québec (Canada) en qualité de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives. Elle siège au Conseil d'Administration de Trans Mountain Corporation, une société canadienne qui exploite et développe un important réseau de pipelines dans l'Ouest du Canada et des États-Unis. Elle est aussi membre du Conseil d'Administration de Via HFR - Via TGF, une société d'État du Gouvernement du Canada chargée du développement d'un train à grande fréquence sur une distance de 1000 km entre les villes de Toronto et Québec. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction Advocatus Emeritus pour sa contribution à la profession juridique. En 2016, elle a été reçue membre de l'Ordre du Canada en reconnaissance de son engagement dans les domaines de l'éducation et de l'environnement.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Trans Mountain Corporation (Canada)
- Administratrice - Vice-Présidente de Via HFR - Via TGF (Canada)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de Metro Inc. ⁽¹⁾ (Canada) - Présidente du Comité de la Gouvernance et des Nominations et membre du Comité des rémunérations (jusqu'en 2020)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis) (jusqu'en 2023)

Compétences clés

- Secteur de l'énergie
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale

(1) Société cotée.

LORD PETER RICKETTS OF SHORTLANDS

**Administrateur**

- Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 71 ans

Nationalité : anglaise

Première nomination : 3 mai 2016

Échéance du mandat : 2024

Actions détenues : 750 actions

Adresse personnelle :

15 Queensmead Road Bromley - Kent BR2 0ER (Royaume-Uni)

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts de littérature anglaise du Pembroke College, Honorary DLC de l'Université du Kent et Honorary LLD de l'Université de Bath, Lord Peter Ricketts of Shortlands a débuté sa carrière en 1974 au *Foreign and Commonwealth Office* (FCO). Il a été affecté en 1975 comme Attaché politique à Singapour ; il a ensuite été en poste auprès de la délégation du Royaume-Uni à l'OTAN à Bruxelles avant de rejoindre le FCO, où il exerce les fonctions de Directeur Adjoint du cabinet de Sir Geoffrey Howe, ministre des Affaires étrangères en 1983, de premier secrétaire d'Ambassade à Washington (États-Unis) en 1985, de Chef de division à Hong Kong en 1990, de Conseiller aux affaires européennes et économiques à l'Ambassade en France en 1995 et de Directeur Politique Adjoint en 1997. Il est nommé en 2000 Président du *Joint Intelligence Committee* puis en 2001 Directeur Politique du FCO. De 2003 à 2006, il est représentant permanent du Royaume-Uni à l'OTAN. Il devient en 2006 Secrétaire Général du FCO, puis en 2010 Conseiller pour la sécurité nationale au Royaume-Uni. Enfin, de 2012 à janvier 2016, il a été Ambassadeur du Royaume-Uni en France et à Monaco. En octobre 2016, il est nommé à la *House of Lords*. Il est Président de la Commission des Affaires Européennes de la Chambre des *Lords* depuis juin 2023.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du *Franco-British Council*

Membre de la *House of Lords* - Président de la Commission des Affaires Européennes, Londres (Royaume-Uni)

Vice-Président, *Royal United Services Institute*, Londres (Royaume-Uni)

Membre de la *Royal Academy* (Royaume-Uni)

Mandats et fonctions en cours**Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe**

- Administrateur de Getlink ⁽¹⁾ - Président du Comité des nominations et rémunérations

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni) (jusqu'en 2021)

Compétences clefs

- Enjeux géostratégiques
- Secteur public
- Dialogue social / ressources humaines

(1) Société cotée.

Administrateur représentant l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public

CELINE FORNARO



Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté

- Membre du Comité d'Audit
- Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
- Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 47 ans

Nationalité : française

Première nomination : 14 mars 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :

Agence des participations de l'État - 139, rue de Bercy - 75572 Paris Cedex 12

Céline Fornaro est une ancienne élève de l'École Nationale de l'Aviation Civile (promotion 1997) et diplômée d'un MSc College of Aeronautics de Cranfield University (Royaume-Uni). Elle débute sa carrière en 2000 en tant que responsable marketing et produit dans la vente d'avions chez Embraer. En 2004, elle rejoint Bank of America Merrill Lynch, puis est promue en 2009 à la tête de l'équipe de recherche en Aéronautique, Défense et Satellites. En 2016, Céline Fornaro intègre UBS en tant que *managing director* de la recherche au pôle Industriel - aéronautique, biens d'équipements et énergies nouvelles. Ces expériences professionnelles lui ont permis d'acquérir une connaissance approfondie de la banque d'affaires, des secteurs de la finance, des biens d'équipements, de l'aéronautique et du transport, avec une vision globale des secteurs à moyen et long terme. Céline Fornaro a rejoint, en tant que responsable du pôle Finance, l'Agence des Participations de l'État (APE) en juin 2022 et est nommée, depuis le 1^{er} octobre 2023, Directrice Générale Adjointe de l'APE.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe de l'APE

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de Safran ⁽¹⁾ en qualité de représentante de l'État - membre du Comité d'audit et des risques et membre du Comité des nominations et des rémunérations
- Administratrice d'Air France - KLM ⁽¹⁾ en qualité de représentante de l'État - membre du Comité d'audit, membre du Comité des rémunérations et membre du Comité de nomination et de gouvernance
- Administratrice de la société Orange ⁽¹⁾ en qualité de représentante de l'État - membre du Comité d'audit
- Membre de la *Chatham House, The Royal Institute of International Affairs* (Royaume-Uni)
- Membre de *The Royal Aeronautical Society* (Royaume-Uni)
- Membre de *Women on Boards* (Royaume-Uni)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice d'EDF ⁽¹⁾ en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2022)
- Administratrice de la RATP en qualité de représentante de l'État (jusqu'en 2023)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Secteur public
- Finance

(1) Société cotée.

Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)

PATRICE DURAND

**Administrateur nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État**

- Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 70 ans

Nationalité : française

Première nomination : 14 décembre 2016

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 2 500 actions

Adresse professionnelle :

ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Diplômé de l'École polytechnique et de l'École nationale d'administration, Patrice Durand débute sa carrière en 1978 en tant que sous-préfet, Directeur de cabinet du préfet de l'Eure-et-Loir, puis de la région Haute-Normandie en 1979. De 1981 à 1994, il occupe successivement les fonctions de chargé de mission à la Direction Générale de l'Administration au ministère de l'Intérieur, Secrétaire Général Adjoint puis Secrétaire Général du Club de Paris ; chef du bureau Énergie, transports, mines et Secrétaire du Fonds de développement économique et social, chef du bureau Biens d'équipements et autres participations et Sous-Directeur des Participations à la Direction du Trésor. Il devient en 1994 Directeur Général Adjoint puis en 1995 Directeur Général Délégué chargé des affaires économiques et financières d'Air France. À partir de 1999, il est membre du Comité Exécutif en charge notamment des finances de la Direction Centrale des Risques, de l'Inspection générale, des Affaires juridiques, de la Gestion d'actifs, de l'Informatique et des Traitements avant de devenir en 2002 Directeur Général Délégué du Groupe du Crédit Lyonnais. En 2003, il est également nommé Directeur du Fonctionnement et de la Logistique et membre du Comité Exécutif de Crédit Agricole SA. En 2005, il rejoint le Groupe Thales en tant que Directeur Général Adjoint Finances et Administration. De 2012 à 2015, il est Directeur Général Adjoint Finances et Opérations du Groupe Ingenico. Depuis 2016, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe
Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de surveillance de *Global Collect Services BV* (jusqu'en 2019) et de *GCS Holding BV* (Pays-Bas) (jusqu'en 2019)

Compétences clefs

- Finance
- Secteur de l'industrie
- Secteur des services

LUCIE MUNIESA



Administratrice nommée par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

● Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 48 ans

Nationalité : française

Première nomination : 26 avril 2023

Échéance du mandat : 2027

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :

PAPREC - 128, boulevard Haussmann - 75008 Paris

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (ENSAE), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'INSEE, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et Aides d'Etat à la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes en 2002. Elle a rejoint l'Agence des participations de l'État (APE) en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels "Énergie, Chimie et autres participations" et "La Poste - France Telecom", avant d'être nommée Secrétaire Générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de Directrice Financière puis Directrice Générale Adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, Directrice, Secrétaire Générale Adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa est nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE. De 2018 à 2020, elle est Directrice de Cabinet du Ministre de la Culture puis, de 2020 à mars 2022, Directrice de cabinet du Ministre délégué chargé du Commerce Extérieur et de l'Attractivité au Ministère de l'Europe et des Affaires étrangères. Depuis avril 2022, elle a rejoint le groupe PAPREC, leader français du recyclage et 2^{ème} opérateur de gestion de déchets en France, comme Directrice Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice du Développement Durable, de la Conformité et des Affaires Institutionnelles de Paprec

Mandats et fonctions en cours

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE : Climat
- Finance
- Secteur de l'Industrie

(1) Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés (3)

CHRISTOPHE AGOQUÉ



Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération CFE-CGC

- Membre du Comité d'Audit

Âge : 62 ans

Nationalité : française

Première nomination : 18 mai 2018

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 125 actions

Adresse professionnelle :

GRDF - 6, rue Condorcet - 75009 Paris

Christophe Agogué est diplômé d'HEC avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du Directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction de plusieurs tarifs d'acheminement. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Énergies à partir de 2009. Il a été notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement. Depuis 2018, il travaille en tant qu'appui financier à la Direction Économie et Régulation de GRDF.

Principales activités exercées hors de la Société

Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Comité Stratégique de Filière Nouveaux Systèmes Énergétiques pour le compte de la CFE-CGC

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur d'ENGIE Rassembleurs d'Énergie (jusqu'en 2022)

Compétences clefs

- Finance
- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie

YOAN KOSNAR



Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie - CFDT

● Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 48 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 70 actions

Adresse professionnelle :

ENGIE ENERGIE SERVICES - 1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie

Diplômé d'un BTS Gestion et maîtrise de l'eau, option assainissement, Yoan Kosnar a commencé sa carrière dans la maintenance et qualité dans un établissement de santé mutualiste. Il a ensuite rejoint le Groupe en 2007 en tant que Responsable de site chez ENGIE Energies Services SA (Cofely) et depuis 2017 tout en gardant son activité opérationnelle, il assiste le coordinateur national CFDT au dialogue social du groupe ENGIE. Yoan Kosnar est devenu délégué du personnel en 2011, puis délégué syndical. Il a été certifié Administrateur de sociétés par Sciences Po/IFA en 2023.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats et fonctions en cours

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Au sein du périmètre d'ENGIE Energies Services SA

- Titulaire CSE sur le territoire Ouest et trésorier du CSE (jusqu'en 2022)
- Représentant Proximité (jusqu'en 2022)
- Titulaire CSE Central (jusqu'en 2022)
- Délégué Syndical établissement (jusqu'en 2022)
- Référent harcèlement sexisme (jusqu'en 2022)

Au niveau du Groupe

- Titulaire Comité d'entreprise européen (jusqu'en 2022)

Compétences clefs

- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie
- Digital, innovation, nouvelles technologies

MAGALI VIOT



**Administratrice élue par les salariés,
parrainée par la Fédération nationale
des Mines et de l'Énergie - CGT**

● Membre du Comité pour l'Éthique,
l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 52 ans

Nationalité : française

Première nomination : 21 avril 2022

Échéance du mandat : 2026

Actions détenues : 0 action

Adresse professionnelle :

ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - 44550 Montoir-de-Bretagne

Magali VIOT est salariée d'Elengy, détachée pour des mandats de représentation du personnel depuis début 2014. Diplômée d'un BAC, elle rejoint le Groupe en 1996 en tant que conseillère clientèle à la Direction Electricité Gaz Service (DEGS). En 2009, Magali Viot mène à bien une reconversion professionnelle en alternance et obtient un Certificat de Qualité Professionnelle (CQP) de maintenance industrielle qui lui permet de devenir technicienne de maintenance courant fort. En 2012, elle intègre le service de planification et gestion de la maintenance du terminal de Montoir-de-Bretagne avant de se consacrer entièrement à ses mandats de représentation du personnel à partir de 2014.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administratrice représentant les salariés d'Elengy

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre du Conseil Supérieur de l'Energie
- Membre du Comité Stratégique de filière Nouveaux Systèmes Energétiques

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE : Santé-Sécurité
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale (1)

JACINTHE DELAGE



Administratrice représentant les salariés actionnaires, nommée par l'Assemblée Générale, sur proposition du FCPE Link France et parrainée par l'Association des Actionnaires Salariés et Anciens Salariés du Groupe (AG2S)

● Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 47 ans

Nationalité : française

Première nomination : 20 mai 2021

Échéance du mandat : 2025

Actions détenues : 1 344 actions

Adresse professionnelle :

ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Jacinthe Delage est diplômée de plusieurs troisièmes cycles juridiques, en droit économique et droit de l'environnement, et est titulaire d'un certificat d'Administratrice délivré par l'ESSEC. Après avoir travaillé dans des entreprises telles que Novergie et Neuf Cegetel comme juriste, Jacinthe Delage intègre ENGIE Cofely en avril 2007 au sein de la région Sud-Ouest puis évolue dans la fonction juridique du Groupe de février 2009 à janvier 2016 au sein de la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), du service Concurrence et Régulation du Corporate et du Secrétariat Général de la BU France BtoB. En novembre 2018, elle devient Responsable du service juridique de l'établissement ENGIE Réseaux dédié aux réseaux de chaleur et de froid en France et depuis janvier 2021, Responsable du Pôle Energie des Réseaux au sein de la Direction Juridique et Ethique d'ENGIE Solutions. En 2021, elle devient représentante des porteurs de parts sur la liste AG2S au Conseil de Surveillance du FCPE Link France. Depuis le 1^{er} septembre 2023, elle est Directrice régionale Normandie Centre-Val de Loire au sein de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions France.

Principales activités exercées hors de la Société

Néant

Mandats et fonctions en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Comité de Direction du Territoire Nord de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions France
- Directrice Générale de BCN, DUNES, FICOBEL, MBES, RECBIA, SDCMG et de TMED

Autres mandats et fonctions extérieurs au Groupe

- Présidente de l'Association AG2S depuis 2024

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Comité de Direction de la SAS GéoMarne (jusqu'en 2023)
- Membre du Comité de Direction du Territoire Ile de France de l'entité Grandes Infrastructures et Mobilités d'ENGIE Solutions (jusqu'en 2023)
- Administratrice de l'Association AG2S (jusqu'en 2023)

Compétences clefs

- Secteur de l'énergie
- Secteur public
- Environnement réglementaire

4.1.1.3 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Sophie Mourlon, directrice générale Energie-Climat au Ministère de la Transition énergétique, a été nommée

Commissaire du gouvernement par arrêté de la Ministre de la Transition énergétique en date du 3 novembre 2023, en remplacement de Laurent Michel. Par le même arrêté, Alexandre Chevallier a été nommé Commissaire du gouvernement suppléant, en remplacement de Vincent Delporte qui lui-même avait remplacé Alice Vieillefosse depuis le 16 juin 2023.

4.1.1.4 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes

les séances du Conseil d'Administration. Gildas Gouvazé assure cette fonction depuis le 13 janvier 2023.

4.1.1.5 Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familial

Le Président porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 3.1.4 du règlement intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées (articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce), l'article 4.7 du règlement intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Organisation et Présidence") prévoit notamment que chacun des Administrateurs doit s'efforcer d'éviter tout conflit pouvant exister entre ses intérêts moraux et matériels et ceux de la Société. Il doit informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué. Dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, il s'abstient de participer aux débats ainsi qu'à toute décision sur les matières concernées.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflit d'intérêts potentiel entre les devoirs des Administrateurs à l'égard d'ENGIE, et leurs intérêts privés et/ou d'autres devoirs.

Il n'existe aucun lien familial entre les Administrateurs.

À la connaissance d'ENGIE, aucun des Administrateurs ni des dirigeants d'ENGIE n'a, au cours des cinq dernières années, fait l'objet d'une condamnation pour fraude prononcée, participé en qualité de dirigeant à une faillite, mise sous séquestre, liquidation ou placement d'entreprises sous administration judiciaire, fait l'objet d'une mise en cause et/ou sanction publique officielle prononcée par une autorité statutaire ou réglementaire, été empêché par un tribunal d'agir en qualité de membre d'un organe d'administration, de direction ou de surveillance d'un émetteur, ni d'intervenir dans la gestion ou la conduite des affaires d'un émetteur.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres du Conseil d'Administration ou du Comex.

4.1.1.6 Indépendance des Administrateurs en exercice

Chaque année, avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, le Conseil d'Administration doit procéder, conformément à l'article 1.1.2 du règlement intérieur, à une évaluation de l'indépendance de chacun de ses membres au regard des critères qu'il aura retenus. Le processus d'évaluation de l'indépendance de chaque Administrateur a été mené par le CNRG lors de sa séance du 24 janvier 2024, puis par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard des critères du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère.

Pour l'appréciation du caractère significatif ou non des liens d'affaires, le CNRG et le Conseil étudient l'importance de la relation d'affaires notamment au regard du chiffre d'affaires généré par le ou les contrats concernés, par rapport aux autres fournisseurs. Ils s'attachent également à analyser le pouvoir de décision que l'Administrateur aurait au sein de la société avec lequel ENGIE aurait cette relation d'affaires.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Céline Fornaro, Administratrice représentant l'État, ainsi que Patrice Durand et Lucie Muniesa, Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État ;
- Christophe Agogué, Yoan Kosnar et Magali Viot, Administrateurs représentant les salariés ; Jacinthe Delage, Administratrice représentant les salariés actionnaires.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.2 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice"). Il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 60%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas comptabilisés pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés à l'article 10 du Code Afep-Medef

	Indépendant (I) Non indépendant (NI)	Salarié mandataire social au cours des 5 années précédentes	Mandats croisés	Relations d'affaires significatives	Lien familial	Commissaire aux comptes	Durée du mandat supérieure à 12 ans	Statut du dirigeant mandataire social non- exécutif	Statut de l'actionnaire important
Jean-Pierre Clamadieu	I								
Catherine MacGregor	NI	x							
Fabrice Brégier	I								
Marie-Claire Daveu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Lord Peter Ricketts of Shortlands	I								
Céline Fornaro	NI								x
Patrice Durand	NI								x
Lucie Muniesa	NI								x
Christophe Agogué	NI / NA ⁽¹⁾	x							
Yoan Kosnar	NI / NA ⁽¹⁾	x							
Magali Viot	NI / NA ⁽¹⁾	x							
Jacinthe Delage	NI / NA ⁽¹⁾	x							

x = critère d'indépendance non satisfait.

(1) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des cinq années précédentes

Ne pas être ou ne pas avoir été au cours des cinq années précédentes :

- salarié ou dirigeant mandataire social exécutif de la Société ;
- salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur d'une société que la Société consolide ;
- salarié, dirigeant mandataire social exécutif ou Administrateur de la société mère de la Société ou d'une société consolidée par cette société mère.

Critère 2 : Mandats croisés

Ne pas être dirigeant mandataire social exécutif d'une société dans laquelle la Société détient directement ou indirectement un mandat d'Administrateur ou dans laquelle un salarié désigné en tant que tel ou un dirigeant mandataire exécutif social de la Société (actuel ou l'ayant été depuis moins de cinq ans) détient un mandat d'Administrateur.

Critère 3 : Relations d'affaires significatives

Ne pas être client, fournisseur, banquier d'affaires, banquier de financement, conseil :

- significatif de la Société ou de son Groupe ;
- ou pour lequel la Société ou son Groupe représente une part significative de l'activité.

L'appréciation du caractère significatif ou non de la relation entretenue avec la Société ou son Groupe est débattue par le Conseil et les critères quantitatifs et qualitatifs ayant conduit à cette appréciation (continuité, dépendance économique, exclusivité, etc.) explicités dans le rapport annuel.

Critère 4 : Lien familial

Ne pas avoir de lien familial proche avec un mandataire social.

Critère 5 : Commissaire aux comptes

Ne pas avoir été Commissaire aux comptes de la Société au cours des cinq années précédentes.

Critère 6 : Durée du mandat supérieure à douze ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de douze ans. La perte de la qualité d'Administrateur indépendant intervient à la date anniversaire des douze ans.

Critère 7 : Statut du dirigeant mandataire social non-exécutif

Un dirigeant mandataire social non exécutif ne peut être considéré comme indépendant s'il perçoit une rémunération variable en numéraire ou des titres ou toute rémunération liée à la performance de la Société ou du Groupe.

Critère 8 : Statut de l'actionnaire important

Des Administrateurs représentant des actionnaires importants de la Société ou sa société mère peuvent être considérés comme indépendants dès lors que ces actionnaires ne participent pas au contrôle de la Société. Toutefois, au-delà d'un seuil de 10% en capital ou en droits de vote, le conseil, sur rapport du Comité des Nominations, s'interroge systématiquement sur la qualification d'indépendant en tenant compte de la composition du capital de la Société et de l'existence d'un conflit d'intérêts potentiel.

4.1.1.7 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères, a été apprécié par le Conseil d'Administration dans sa séance du 21 février 2024, conformément aux dispositions de l'article 20 du Code Afep-Medef, selon lequel : "Un dirigeant mandataire social exécutif ne doit pas exercer plus de

deux autres mandats d'Administrateur dans des sociétés cotées extérieures à son groupe, y compris étrangères. Un Administrateur ne doit pas exercer plus de quatre autres mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe, y compris étrangères."

	Nombre de mandats dans des sociétés cotées extérieures au Groupe	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	●
Catherine MacGregor	1	●
Fabrice Brégier	2	●
Marie-Claire Daveu	1	●
Ross McInnes	2	●
Marie-José Nadeau	0	●
Lord Peter Ricketts of Shortlands	1	●
Céline Fornaro	3	●
Patrice Durand	0	●
Lucie Muniesa	0	●
Christophe Agogué	0	●
Yoan Kosnar	0	●
Magali Viot	0	●
Jacinthe Delage	0	●

4.1.1.8 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard des qualifications et expériences professionnelles, du genre, de la nationalité et de l'âge de ses membres.

S'agissant des qualifications et de l'expérience professionnelle des Administrateurs, l'objectif du Conseil est que sa composition soit en adéquation avec les activités d'ENGIE, ses enjeux et ses orientations stratégiques, contribuant ainsi à la qualité des décisions prises.

Pour chaque Administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles, sont renseignées. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-après.

S'agissant de la proportion de femmes et d'hommes, l'exigence légale d'avoir au moins 40% de femmes et 40% d'hommes au sein du Conseil est satisfaite. En effet, au 21 février 2024, la proportion de femmes est de 50% ⁽¹⁾.

Sur les 14 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend trois Administrateurs de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'Administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne doit pas être supérieur au tiers des Administrateurs en fonction.

(1) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, conformément aux règles applicables du Code de commerce et du Code Afep-Medef, la loi prévoit que le nombre d'Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé.

Compétences individuelles clefs des Administrateurs

Liste des compétences	Direction Générale	Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises	RSE	Finance	Digital, Innovation, Nouvelles technologies	Dialogue social Ressources humaines	Secteur de l'énergie	Secteur des services	Secteur industrie	Secteur public	Enjeux géo-stratégiques	Environnement réglementaire
Jean-Pierre Clamadieu	●	●							●			
Catherine MacGregor	●						●		●			
Fabrice Brégier	●				●				●			
Marie-Claire Daveu		●	●				●					
Ross McInnes		●		●					●			
Marie-José Nadeau	●	●					●					
Lord Peter Ricketts of Shortlands						●				●	●	
Céline Fornaro		●		●						●		
Patrice Durand				●				●	●			
Lucie Muniesa			●	●					●			
Christophe Agogué				●		●	●					
Yoan Kosnar					●	●	●					
Magali Viot			●			●	●					●
Jacinthe Delage							●			●		●

4.1.1.9 Evolution dans la composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 21 février 2024, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 30 avril 2024, au Dock Pullman - 87, avenue des Magasins Généraux à Aubervilliers (93).

L'attention des actionnaires est attirée sur le fait qu'il est possible de voter à l'Assemblée Générale et d'adresser des questions écrites au Conseil soit par voie postale soit par voie électronique, dans les conditions prévues par la réglementation.

Les documents d'information préparatoires à cette Assemblée Générale seront disponibles sur le site internet du Groupe (www.engie.com/assemblee-generale-avril-2024).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

Les mandats d'Administrateurs indépendants de Fabrice Brégier et de Lord Peter Ricketts of Shortlands arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Le Conseil d'Administration du 21 février 2024, sur recommandation du CNRG, propose à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 (i) de renouveler le mandat d'Administrateur de Fabrice Brégier, souhaitant continuer de bénéficier de l'expertise de cet Administrateur, et (ii) de nommer Michel

Giannuzzi en qualité d'Administrateur indépendant en remplacement de Lord Peter Ricketts of Shortlands pour une durée de quatre ans.

L'expérience de Fabrice Brégier, en tant que dirigeant de grandes entreprises industrielles opérant sur un marché mondial, et sa connaissance des secteurs du digital, de l'innovation et des nouvelles technologies constituent un atout pour le Conseil. Il continuera à apporter au Conseil cette expérience et à contribuer activement aux réflexions stratégiques, au suivi de la mise en œuvre de la stratégie ainsi qu'aux enjeux concernant les talents et leur développement.

L'expérience de Michel Giannuzzi comme dirigeant d'entreprises industrielles cotées ainsi que son expérience internationale, sa connaissance des secteurs industriels forts consommateurs d'énergie et des problématiques de décarbonation, viendront compléter les expériences et compétences présentes au sein du Conseil d'Administration, contribuant ainsi à renforcer la qualité de la gouvernance du Groupe.

A l'issue de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024, et sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 14 membres.

4.1.2 ACTIVITÉS ET FONCTIONNEMENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

4.1.2.1 Organisation et Présidence

Organisation du Conseil d'Administration

Le **fonctionnement** du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 3 du règlement intérieur, qui précise les voies et les moyens d'un fonctionnement efficace du Conseil au service de la Société et de ses actionnaires, ainsi que les obligations des Administrateurs.

Le Conseil d'Administration se réunit aussi souvent que l'intérêt de la Société l'exige et, conformément à son règlement intérieur, au moins six fois par an dont au moins une fois par trimestre.

Les réunions du Conseil peuvent être tenues par tout moyen de visioconférence ou de télécommunication permettant l'identification des Administrateurs et garantissant leur participation effective.

Depuis 2016, une **plateforme digitale** est mise à la disposition des Administrateurs afin qu'ils exercent leurs missions. Elle est accessible via une application sur tablette remise par la Société à tous les membres du Conseil d'Administration. Elle permet notamment la mise à disposition sécurisée des documents relatifs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités.

Assistent également aux **réunions du Conseil d'Administration**, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique, qui disposent chacun d'une voix consultative, la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration, ainsi que les Commissaires aux comptes.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre **évaluation** sous la direction du CNRG ; au moins tous les trois ans, cette évaluation formalisée est réalisée avec l'aide d'un consultant externe (voir Section 4.1.2.5 Evaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration). En application de l'article 11.2 du Code Afep-Medef, l'évaluation vise à faire le point sur les modalités de fonctionnement du Conseil, vérifier que les questions importantes sont convenablement préparées et débattues et apprécier la contribution effective de chaque Administrateur aux travaux du Conseil.

Le **Secrétaire du Conseil d'Administration** assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux des séances.

Sur proposition du CNRG du 20 février 2024, le Conseil d'Administration du 21 février 2024 a renforcé dans le règlement intérieur l'obligation statutaire de détention par les Administrateurs d'actions de la Société : désormais chaque Administrateur doit détenir a minima 25% de sa rémunération annuelle en actions. L'Administrateur dispose d'un délai d'un an à compter de sa nomination pour acquérir ces actions. Cette obligation ne s'applique toutefois pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.2 et dans les biographies de chacun d'entre eux).

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités d'ENGIE, ses enjeux et ses valeurs, y compris en interrogeant ses principaux dirigeants. Il participe aux réunions du Conseil avec assiduité et diligence.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités est présenté en Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2023" ci-après.

L'annexe du règlement intérieur (<https://www.engie.com/statuts-ENGIE>), qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société, au délit et manquement d'initié applicables aux mandataires sociaux et à tous les salariés, traduit la volonté de la Société d'assurer une gestion prudente de ses titres, à respecter et faire respecter la réglementation en vigueur en matière d'opérations sur titres réalisées par les mandataires sociaux et les salariés.

En complément de ces documents, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour ces Administrateurs, les conditions d'exercice de leur mandat.

Rôles et pouvoirs du Président du Conseil d'Administration

Le Président du Conseil d'Administration :

- organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale ;
- préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations, fait observer les statuts et le règlement intérieur et peut à tout moment suspendre la séance ;
- veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil ;
- s'assure que le Conseil consacre un temps suffisant aux débats et accorde à chacun des points de l'ordre du jour un

temps proportionné à l'enjeu qu'il représente pour la Société. Les Administrateurs veillent collectivement à un bon équilibre du temps de parole ;

- s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée ;
- veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis ;
- veille à l'application des principes de bonne gouvernance (notamment à ce que les Administrateurs disposent en temps utile et sous une forme claire et appropriée des informations nécessaires à l'exercice de leurs missions) ;
- veille à la bonne organisation des Assemblées Générales qu'il préside ;
- répond aux questions des actionnaires et plus généralement veille aux bonnes relations avec ceux-ci. Il apporte, si nécessaire, son assistance pour répondre aux demandes d'actionnaires non représentés au Conseil et se rend disponible pour les rencontrer et prendre connaissance des commentaires et suggestions de ceux-ci (voir également Section 4.1.2.7 "Echange avec les actionnaires").

En concertation avec la Directrice Générale, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil ;
- de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif ;
- d'exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe.

Par ailleurs, le Président :

- consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe ;
- informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances ;
- est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil ;
- porte à l'attention du Conseil les éventuelles situations de conflit d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, la Directrice Générale ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels.

Le Conseil peut confier au Président des missions d'information ou de consultation sur des sujets déterminés relevant de la compétence du Conseil.

Le Président se coordonne avec la Directrice Générale, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par la Directrice Générale sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par la Directrice Générale des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation de la Directrice Générale, le Président peut participer aux réunions internes avec les dirigeants et équipes de la Société, afin d'apporter son éclairage sur les enjeux stratégiques.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 3.1.1 du règlement intérieur, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général, s'il est lui-même Administrateur ou, à défaut, par un autre Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

4.1.2.2 Missions du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration détermine collégialement les orientations stratégiques de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des lois et règlements applicables et des statuts de la Société, il détermine le cadre de supervision de la Direction Générale. Il exerce notamment les pouvoirs suivants :

Gouvernance	choisit le mode d'exercice de la Direction Générale.
Nominations et Rémunérations	- nomme les dirigeants mandataires sociaux et fixe leur rémunération ; - examine, au moins une fois par an, la politique d'égalité professionnelle et salariale.
Stratégie	- veille à ce que les actionnaires et les investisseurs reçoivent une information pertinente, équilibrée et pédagogique sur la stratégie, le modèle de développement, la prise en compte des enjeux extra-financiers significatifs pour la Société ainsi que sur ses perspectives à long terme ; - examine, au moins une fois par an, la stratégie industrielle et la stratégie financière du Groupe.
Finance	- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ; - procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ; - examine, au moins une fois par an, le budget.
RSE	- s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en prenant en considération les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités ainsi que de sa raison d'être ; - examine, au moins une fois par an, l'évolution des marchés, de l'environnement concurrentiel et des principaux enjeux, y compris dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe.

Partage des pouvoirs entre le Conseil d'Administration et la Directrice Générale

La Directrice Générale est investie des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances au nom de la Société et représente la Société dans ses rapports avec les tiers. Toutefois, certaines opérations importantes sont soumises à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration, telles que les opérations suivantes :

- prise ou cession de toutes participations directes ou indirectes de la Société, dans toutes sociétés créées ou à créer, participation à la création de toutes sociétés, joint-ventures, groupements et organismes, souscription à toutes émissions d'actions, de parts sociales ou d'obligations, lorsque l'exposition financière de la Société ou du Groupe excède 250 millions d'euros pour l'opération considérée ;
- opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- contrats de fourniture, travaux ou services (à l'exception des contrats afférents aux opérations d'achat à long terme d'énergie), y compris le cas échéant leurs avenants successifs, portant sur un montant excédant 400 millions d'euros ;
- en cas de litige, traités et transactions, compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;

- projets d'achats à long terme d'énergie du Groupe portant par opération sur des quantités supérieures à :
 - pour le gaz, 30 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement,
 - pour l'électricité, 20 milliards de kWh par an, y compris les conditions de leur acheminement ;
- opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- opérations d'acquisition ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;
- opérations suivantes dont le montant excède 1,5 milliard d'euros :
 - consentir ou contracter tous prêts, emprunts, crédits et avances par la Société, ou autoriser à cet effet les filiales ou tout véhicule de financement du Groupe,
 - acquérir ou céder, par tout mode, toutes créances,
 - conclure les contrats significatifs avec l'État relativement aux objectifs et aux modalités de mise en œuvre des missions de service public assignées à la Société ou ses filiales, dans les limites fixées par la loi.

Le Conseil autorise par ailleurs chaque année la Directrice Générale à délivrer des cautions, avals et garanties et à émettre des emprunts obligataires pour des montants dont le Conseil détermine la somme totale.

4.1.2.3 Travaux du Conseil d'Administration

13 RÉUNIONS	14 ADMINISTRATEURS	97 % DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2023, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 13 reprises avec un taux moyen de participation de 97%. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2023 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.2.6 "Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2023".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec la Directrice Générale. Il a pour objectif de traiter prioritairement les sujets qui, au regard des principes de gouvernance du Groupe et en application des textes en vigueur comme du règlement intérieur, impliquent une décision.

Chaque séance débute par un point dédié à la santé-sécurité au cours duquel sont examinés l'évolution des résultats depuis la séance précédente, l'analyse détaillée des causes des accidents mortels (s'il en est survenu) et l'état d'avancement du plan de renforcement de la santé-sécurité *One Safety*. La Directrice Générale fait également un point sur la situation du Groupe.

SÉMINAIRE STRATÉGIQUE

Le Conseil a tenu son séminaire stratégique annuel au cours du mois de juillet 2023. Durant ce séminaire, les membres du Conseil ont discuté des évolutions stratégiques pour le Groupe et échangé plus particulièrement sur les stratégies de certaines activités - Hydrogène et *Energy Solutions*. Ils ont également fait le point sur les marchés de l'électricité et sur le travail lancé sur ENGIE 2030.

Principales activités en 2023

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités	- évolution du dossier du nucléaire en Belgique et modalités de l'accord avec le gouvernement belge ; - mise en œuvre opérationnelle des orientations stratégiques ; - poursuite du repositionnement d'ENGIE pour une croissance de long terme et durable en se concentrant sur les Renouvelables et <i>Energy Solutions</i> soutenant la décarbonation de ses clients ; - préparation et suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil (voir encadré) ; - politique d'approvisionnement en gaz.
Investissements et ventes d'actifs	revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement nécessitant une décision du Conseil.
Finance, audit et risques	- arrêté des comptes sociaux et consolidés, de la proposition d'affectation du résultat et du projet de communiqué de presse ; - politique de dividende et <i>guidance</i> ; - arrêté des documents de gestion prévisionnelle ; - arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ; - renouvellement des autorisations annuelles consenties à la Directrice Générale d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ; - refinancement de la ligne de crédit syndiqué qui arrive à échéance en 2024 ; - revue des risques 2023, notamment le risque prioritaire cybersécurité.
Gouvernance, nominations et rémunérations	- enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les <i>proxy advisors</i>, notamment dans le cadre des <i>roadshows</i> gouvernance ; - préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ; - politique de diversité, compétences et indépendance des Administrateurs en exercice ; - nominations au Conseil d'Administration et au sein des comités du Conseil ; - évaluation du fonctionnement du Conseil et contributions individuelles des Administrateurs ; - politique d'actionnariat salarié ; - rémunération des mandataires sociaux ; - plans d'Actions de Performance ; - politique de rémunération et plan de succession des cadres dirigeants.
Responsabilité Sociale d'Entreprise	- suivi régulier des objectifs RSE et notamment des émissions de CO₂, et de la stratégie climatique ; - risque prioritaire "changement climatique" ; - politique d'égalité professionnelle et salariale ; - bilan annuel santé-sécurité ; - déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique.

SESSIONS EXÉCUTIVES

Des réunions d'Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives, se tiennent régulièrement à l'issue du Conseil. Ces sessions exécutives traitent de sujets variés qui vont au-delà de la seule évaluation de la performance du dirigeant mandataire social exécutif. Le Comité d'Audit et le CNRG sont systématiquement précédés ou suivis d'une réunion des membres, hors la présence du management. Les membres du CEEDD se réunissent une fois par an, hors la présence du management.

RÉUNIONS D'INFORMATION

En 2023, les Administrateurs ont pu bénéficier de quatre séances d'informations thématiques sur les sujets suivants : sûreté nucléaire, biodiversité-nature, stratégie digitale, paysage énergétique mondial et évolutions de la réglementation des marchés européens de l'énergie. En 2024, il est prévu que les Administrateurs bénéficient d'autres réunions d'information qui devraient porter sur le dessalement d'eau de mer, le scénario des prix, la Directive européenne *Corporate Sustainability Reporting Directive* (CSRD) et GEMS.

4.1.2.4 Les comités

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT) ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD).

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier les sujets et projets relatifs au Groupe que le Conseil ou le Président soumet pour avis à leur examen, de préparer les travaux et décisions du Conseil relativement à ces sujets et projets. Les comités rapportent leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du CNRG, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience, de la diversité des profils et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.2 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice 2023" sous la Section 4.1.1).

Pour l'accomplissement de leurs travaux, après en avoir informé le Président du Conseil et à charge d'en rendre compte au Conseil, les comités peuvent entendre les membres des Directions de la Société et du Groupe et/ou solliciter des études techniques sur des sujets relevant de leur compétence, aux frais de la Société. En cas de recours par les comités aux services de conseils externes, les comités doivent veiller à l'objectivité du conseil concerné.

Selon les comités, la pratique de sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tient hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle (voir encadré ci-dessus).

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.

Au 31 décembre 2023 :

COMITÉ D'AUDIT Président : Ross McInnes    2 femmes 2 hommes 7 réunions +3 communes avec le CSIT 98 % Assiduité 66 % Indépendance ⁽¹⁾	COMITÉ DES NOMINATIONS, DES RÉMUNÉRATIONS ET DE LA GOUVERNANCE Présidente : Marie-José Nadeau    3 femmes 2 hommes 8 réunions 90 % Assiduité 75 % Indépendance ⁽¹⁾
CONSEIL D'ADMINISTRATION Président : Jean-Pierre Clamadieu    7 femmes 7 hommes 13 réunions 97 % Assiduité 60 % Indépendance ⁽¹⁾	
COMITÉ POUR L'ÉTHIQUE, L'ENVIRONNEMENT ET LE DÉVELOPPEMENT DURABLE Présidente : Marie-Claire Daveu    3 femmes 1 homme 4 réunions 80 % Assiduité 66 % Indépendance ⁽¹⁾	COMITÉ DE LA STRATÉGIE, DES INVESTISSEMENTS ET DES TECHNOLOGIES Président : Jean-Pierre Clamadieu    2 femmes 4 hommes 8 réunions +3 communes avec le Comité d'Audit 99 % Assiduité 60 % Indépendance ⁽¹⁾

(1) Conformément au Code Afep-Medef, les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour déterminer la proportion d'indépendants au sein du Conseil et des comités.

4.1.2.4.1 Le Comité d'Audit

7 RÉUNIONS	3 RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE CSIT	4 ADMINISTRATEURS	98 % DE PARTICIPATION

Le Comité d'Audit est composé de quatre membres : Ross McInnes ⁽¹⁾ (Président, depuis le 5 juillet 2023), Christophe Agogué, Céline Fornaro (depuis le 14 mars 2023), Marie-José Nadeau ⁽¹⁾.

Le Comité d'Audit s'est réuni à dix reprises au cours de l'année 2023 (dont trois réunions communes avec le CSIT), avec un taux moyen de participation de 98%.

Le Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats et la Vice-Présidente de l'Audit Groupe ont participé à chaque séance du Comité d'Audit. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances, excepté les séances communes avec le CSIT.

Chaque réunion du Comité a été suivie d'une session exécutive.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil d'Administration de l'exercice de ses missions. Il rend également compte des résultats de la mission de certification des comptes, de la manière dont cette mission a contribué à l'intégrité de l'information financière et du rôle qu'il a joué dans ce processus. Le Comité assure aussi le suivi du processus d'élaboration de l'information extra financière. Il informe sans délai le Conseil d'Administration de toute difficulté rencontrée.

Le délai entre l'examen des comptes par le Comité d'Audit et l'arrêté des comptes par le Conseil d'Administration est de 48 heures minimum.

Les principales missions et activités en 2023

Objets	Missions	Activités
Les comptes	- le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, la formulation de recommandations pour en garantir l'intégrité ; - l'examen préalable et l'avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ; - l'audition, lorsqu'il l'estime nécessaire, des Commissaires aux comptes, de la Direction Générale, de la Direction Financière, de l'Audit interne ou de tout autre membre du management ; - l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants.	- l'examen des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2022 et au 30 juin 2023, les informations financières des 1^{er} et 3^{ème} trimestres 2023 et les communiqués de presse correspondants en présence du Vice-Président du Contrôle Financier Groupe et du Directeur des Comptabilités Groupe ; - les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ; - la trajectoire financière et la <i>guidance</i> 2023 ; - les frais de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ; - le projet de Document d'enregistrement universel 2022 (hors les parties du ressort d'autres comités) et les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ; - la politique de dividende ; - la détermination du montant de l'enveloppe des garanties ; - les projets de réformes fiscales ; - les conventions réglementées et courantes ; - les relations avec les investisseurs dont les retours des <i>roadshows</i> gouvernance .
Gestion des risques	- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de gestion de risques du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière ; - la prise de connaissance, régulière, de la situation financière, de la situation de trésorerie, des engagements et risques significatifs du Groupe.	- la revue annuelle des risques (en présence de la Directrice Groupe Financements, Risques et Assurance) ; - la revue des risques de marché ; - la revue des risques prioritaires : cybersécurité, sûreté, <i>supply chain</i>, nucléaire ; - un focus sur l'activité d'achat / vente d'énergie.
Contrôle interne	- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle interne ; - l'examen, avec les responsables de l'audit interne, des plans d'interventions et d'actions dans le domaine de l'audit interne, les conclusions de ces interventions et actions et les recommandations et suites qui leur sont données.	- la revue du contrôle interne Groupe 2022 et les objectifs 2023 ; - les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit et les plans annuels d'audit interne 2023 et 2024 (en présence de la Vice-Présidente de l'Audit Groupe).

(1) Administrateur indépendant.

Objets	Missions	Activités
Contrôle externe et Commissaires aux comptes	- la sélection, la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes ; - le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions ; - le suivi du respect des conditions d'indépendance des Commissaires aux comptes ; - le suivi de la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et l'application des règles de plafonnement des honoraires liés ; - l'examen annuel des honoraires d'audit des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention.	- l'approbation préalable des travaux confiés aux Commissaires aux comptes en dehors de leur mission d'audit et le suivi de ces missions ; - le bilan des honoraires 2022 des Commissaires aux comptes ; - la revue du programme de travail 2023 suite à l'audition des Commissaires aux comptes ; - la préparation de la fin de mandats des Commissaires aux comptes.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

8 RÉUNIONS	3 RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE COMITÉ D'AUDIT	6 ADMINISTRATEURS	99 % DE PARTICIPATION

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu ⁽¹⁾ (Président), Patrice Durand, Céline Fornaro (depuis le 14 mars 2023), Yoan Kosnar, Ross McInnes ⁽¹⁾ et Marie-José Nadeau ⁽¹⁾.

La Directrice Générale assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à 11 reprises au cours de l'année 2023 (dont trois réunions communes avec le Comité d'Audit), avec un taux moyen de participation de 99%.

Les principales missions et activités en 2023

Objets	Missions	Activités
Examen de la stratégie	- l'expression d'avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique ; - l'examen de tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariats soumis au Conseil ; - l'examen des choix stratégiques en matière d'évolutions technologiques ainsi que sur les questions de création et de modernisation d'équipements industriels et de contrats de fourniture, travaux ou services sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.	- une série de projets d'investissements et de cessions ; - des points d'étape sur les projets en cours ; - le plan d'affaires à moyen terme sur la partie stratégie ; - la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ; - le suivi des tendances et faits marquants sectoriels ; - le point sur le nucléaire en Belgique.
Réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT		- l'accord avec le gouvernement belge sur le nucléaire en Belgique ; - le projet GET (Global Enterprise Transformation) visant à harmoniser et standardiser les processus des fonctions support et des systèmes informatiques correspondants ; - le budget et le plan d'affaires à moyen terme.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.4.3 Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

8 RÉUNIONS	5 ADMINISTRATEURS	90 % DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau ⁽¹⁾ (Présidente, depuis le 5 juillet 2023), Fabrice Brégier ⁽¹⁾, Jacinthe Delage, Céline Fornaro (depuis le 14 mars 2023) et Lord Peter Ricketts of Shortlands ⁽¹⁾.

Le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale assistent aux réunions du CNRG, sauf pour les questions qui les concernent.

Chaque réunion du Comité donne lieu à une session exécutive.

Le CNRG s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2023, avec un taux moyen de participation de 90%.

Les principales missions et activités en 2023

Objets	Missions	Activités
Nominations et Gouvernance	- l'examen de toute candidature à un poste d'Administrateur devant être soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ; - la direction des travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil ; - l'appréciation, en liaison avec le Président, du bon fonctionnement des organes de gouvernance ; - la succession du Président et du Directeur Général ou Directrice Générale de la Société ; - l'examen à titre consultatif du plan de succession des dirigeants de la Société et l'information sur les projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et sur la politique de rémunération de ces derniers ; - l'examen de toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe.	- le suivi de la politique de diversité au sein du Conseil, la composition du Conseil et de ses comités, l'indépendance et les compétences des Administrateurs ; - l'évaluation du fonctionnement du Conseil ; - les plans de succession des cadres dirigeants ; - le point sur la politique Talent ; - le suivi de la diffusion de la culture <i>ONE ENGIE</i> ; - l'évolution des politiques de vote des proxys et des investisseurs et le résultat des <i>roadshows</i> gouvernance menés par le Président du Conseil d'Administration ; - les plans d'actionnariat salarié Link 2022 et Link 2024 ; - le suivi de la féminisation des instances dirigeantes ; - la formation des Administrateurs salariés ; - les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2023 ; - la Section Gouvernance du projet de Document d'enregistrement universel 2022.
Rémunérations	- les recommandations sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société ; - l'enveloppe et la répartition de la rémunération des administrateurs.	- la rémunération des mandataires sociaux ; - le taux de réussite des plans d'Actions de Performance ; - l'attribution d'Actions de Performance à la Directrice Générale au titre de 2023 ; - le nouveau plan d'Actions de Performance au titre de 2024 ; - l'information sur la rémunération des membres du Comex et la politique de rémunération des cadres dirigeants ; - les ratios d'équité ; - les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale 2023 ; - la Section Rémunération du projet de Document d'enregistrement universel 2022.

(1) Administrateur indépendant.

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4 RÉUNIONS	4 ADMINISTRATEURS	80 % DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Marie-Claire Daveu ⁽¹⁾ (Présidente, depuis le 5 juillet 2023), Ross McInnes ⁽¹⁾, Lucie Muniesa (depuis le 5 juillet 2023) et Magali Viot.

La Directrice Générale assiste aux réunions du CEEDD.

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2023, avec un taux moyen de participation de 80%.

Les principales missions et activités en 2023

Objets	Missions	Activités
Éthique et compliance	- le suivi du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale ; - l'examen des politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines ; - l'assurance, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence.	- le rapport d'activité 2022 de la Direction Éthique, Compliance & Privacy ; - l'examen des sujets éthique et compliance significatifs ; - le nouveau Code de conduite éthique ; - la déclaration relative à l'esclavage moderne (réglementation britannique).
Responsabilité environnementale et sociétale	l'examen des risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement la veille relative à la prise en compte par le Groupe des enjeux extra-financiers et des perspectives à long terme, notamment au travers de la fixation d'objectifs extra-financiers.	- la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ; - le bilan 2022 des objectifs RSE à horizon 2030 et les prévisions 2023-2025 ; - le processus de certification <i>Science-Based Targets</i> (SBTi) ; - le plan d'affaires à moyen terme CO₂ ; - le risque prioritaire "changement climatique" et la mise en œuvre des recommandations de la <i>Task force on Climate-related Financial Disclosure</i> (TCFD) ; - le plan d'actions Groupe suite à l'adoption et l'entrée en vigueur de la Directive CSRD ; - le reporting taxonomie ; - le projet de rapport intégré 2023 ; - la déclaration de performance extra-financière (Chapitre 3 du projet de Document d'enregistrement universel 2022).
Responsabilité sociale d'employeur	l'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants.	- le bilan annuel santé-sécurité 2023 ; - l'avancement du plan santé-sécurité ENGIE <i>One Safety</i> ; - la revue de chaque accident mortel ; - le risque prioritaire "Risque Ressources Humaines et Transformation" ; - les résultats de l'enquête annuelle d'engagement des collaborateurs <i>ENGIE&Me</i> ; - le bilan 2022 sur les objectifs de féminisation des instances dirigeantes ; - le bilan sur l'égalité professionnelle et salariale.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2023, ainsi que la contribution individuelle des Administrateurs, ont été menées sous la direction du CNRG avec l'assistance d'un consultant externe indépendant.

Il ressort de cette évaluation que les Administrateurs ont une perception positive du fonctionnement du Conseil. Par ailleurs les compétences des Administrateurs sont variées et les relations sont équilibrées entre le Conseil et le management.

Le Conseil d'Administration a décidé de travailler sur les axes de progrès suivants pour 2024 :

- examen des sujets stratégiques directement par le Conseil d'Administration et CSIT (qui devient CIT - Comité des Investissements et des Technologies) travaillant sur l'examen des projets, le règlement intérieur du Conseil d'Administration sera modifié en conséquence ;
- approfondissement du travail réalisé sur les plans de succession du management ;
- développement d'une culture du feedback au sein du Conseil.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2023

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Catherine MacGregor	100%				
Fabrice Brégier	100%			88%	
Marie-Claire Daveu	100%				100%
Françoise Malrieu ⁽¹⁾	100%	100%		100%	
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%	100%	
Lord Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Stéphanie Besnier ⁽²⁾	100%	100%	100%	50%	
Céline Fornaro ⁽³⁾	83%	80%	90%	83%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière ⁽¹⁾	100%				0%
Lucie Muniesa	78% ⁽⁴⁾				100% ⁽⁵⁾
Christophe Agogué	100%	100%			
Yoan Kosnar	100%		100%		
Magali Viot	100%				100%
Jacinthe Delage	100%			100%	
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	97%	98%	99%	90%	80%

(1) Jusqu'au 26 avril 2023.

(2) Jusqu'au 14 mars 2023.

(3) Depuis le 14 mars 2023.

(4) Depuis le 26 avril 2023.

(5) Depuis le 5 juillet 2023.

4.1.2.7 Echanges avec les actionnaires

Le Président du Conseil échange régulièrement avec les actionnaires individuels durant différents événements et rencontres physiques ou virtuels :

- en amont de l'Assemblée Générale du 26 avril 2023, le Président a invité à une session d'échanges : le Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les représentants des actionnaires salariés et les principales associations & fédérations d'actionnaires individuels ;
- au cours de l'Assemblée Générale, le Président a ouvert deux séances de questions/réponses avec les actionnaires présents en salle et les internautes qui suivaient l'événement à distance. La première portait sur le sujet climat ;

- le Président a pris la parole et est venu à la rencontre des actionnaires au salon Investir Day dédié à l'investissement individuel en novembre 2023 à Paris.

Le Président soutient également les initiatives d'ENGIE envers les actionnaires individuels : les réunions d'actionnaires qui ont eu lieu à Marseille, Nantes, Nice et Bruxelles en 2023, les visites de sites et les rencontres avec nos experts.

Par ailleurs, chaque année, le Président échange avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre de rencontres (roadshows gouvernance) menées en février et en mars.

4.1.3 DIRECTION GÉNÉRALE

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1^{er} janvier 2021 par Catherine MacGregor. Son mandat de Directrice Générale viendra à échéance en même temps que son mandat d'Administrateur, soit à l'issue de l'Assemblée Générale qui statuera en 2025 sur les comptes clos au 31 décembre 2024.

La Directrice Générale, investie des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux Assemblées Générales d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Les limitations apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Directrice Générale sont précisées dans le règlement intérieur (voir Section 4.1.2.2 "Mission du Conseil d'Administration").

La mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel sont assurés par deux instances exécutives, le Comité Exécutif et le Comité de Direction Opérationnel.

En charge du pilotage du Groupe, le Comité Exécutif (Comex) réunit les Directeurs Généraux Adjoints sous la direction de la Directrice Générale. Il établit les décisions stratégiques selon les orientations définies par le Conseil d'Administration ; il élabore les perspectives d'ENGIE à long terme et s'assure de la réalisation des objectifs à court terme. Il prend les décisions importantes notamment d'investissement, revoit la performance et suit le rythme de la transformation du Groupe.

À la date du présent Document d'enregistrement universel le Comex est composé des 10 membres suivants :

- **Catherine MacGregor**, Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante**, Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, Gestion de l'Energie ;

- **Sébastien Arbola**, Directeur Général Adjoint en charge des activités *FlexGen & Retail*, également responsable des activités Hydrogène ;
- **Jean-Sébastien Blanc**, Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines et du Corporate ;
- **Biljana Kaitovic**, Directrice Générale Adjointe en charge du numérique et des technologies de l'information ;
- **Frank Lacroix**, Directeur Général Adjoint en charge des activités *Energy Solutions* ;
- **Cécile Prévieu**, Directrice Générale Adjointe en charge des activités Infrastructures ;
- **Pierre-François Riolacci**, Directeur Général Adjoint en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **Thierry Saegeman**, Directeur Général Adjoint en charge de Transformation & Géographies et de la production nucléaire ;
- **Claire Waysand**, Directrice Générale Adjointe en charge du Secrétariat Général, de la Stratégie, de la Recherche & Innovation et de la Communication.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé OPCOM, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les Directeurs Généraux des entités, les Directeurs des *Global Business Units*, des régions et des principaux pays et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. L'OPCOM met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des géographies.

Politique de mixité femmes/hommes au sein des instances dirigeantes

Conformément à l'article L. 22-10-10-2° du Code de commerce, le rapport sur le gouvernement d'entreprise comprend des *"informations sur la manière dont la Société recherche une représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales et sur les résultats en matière de mixité dans les 10% de postes à plus forte responsabilité. Si la Société n'applique pas une telle politique, le rapport comprend une explication des raisons le justifiant"*.

Le *"comité mis en place, le cas échéant, par la Direction Générale en vue de l'assister régulièrement dans l'exercice de ses missions générales"* correspond au Comex.

S'agissant des 10% de postes à plus forte responsabilité, si le périmètre évoqué par le Code de commerce est celui de la Société, soit ENGIE, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans une trentaine de pays pour un total d'environ 97 300 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. ENGIE considère que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui de l'OPCOM.

Le Comex compte 10 membres, dont quatre femmes (40%) et cinq nationalités. Sur proposition de la Direction Générale, le Conseil d'Administration a fixé un objectif que le Comex comprenne au moins 40% de femmes et au moins 40% d'hommes à horizon 2025.

Au 1^{er} janvier 2024, l'OPCOM est composé de 54 membres, dont 22 femmes (40,7%, soit une progression de plus de cinq points en un an). Il réunit 13 nationalités.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité. Le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, composés de cadres dirigeants et de hauts potentiels, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et l'OPCOM. Ainsi pour les postes clés du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant des hommes et des femmes. La plupart des nominations proviennent de ce vivier composé d'environ 740 personnes, dont 41% de femmes (une progression de quatre points en un an).

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et des talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.2 RÉMUNÉRATION DES MANDATAIRES SOCIAUX ET DES MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF

La rémunération des mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de

l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 22-10-8, L. 22-10-9 et L. 22-10-34 du Code de commerce.

4.2.1 RÉMUNÉRATIONS DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX ATTRIBUÉES OU VERSÉES AU TITRE DE L'EXERCICE 2023 (SAY ON PAY EX-POST)

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société.

La rémunération des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution

personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et

- une part incitative à long terme soumise à des conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

4.2.1.1 Rémunération du Président du Conseil d'Administration

La structure de la rémunération 2023 du Président du Conseil d'Administration est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.4.3.1 du Document d'enregistrement universel 2022 et préalablement approuvée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 26 avril 2023.

Au titre de son mandat de Président du Conseil, Jean-Pierre Clamadiou a perçu une rémunération forfaitaire fixe annuelle. Il ne perçoit pas de rémunération variable, ni de rémunération en raison de sa participation aux travaux du Conseil et de ses comités. Il a bénéficié d'une couverture prévoyance et d'une couverture frais de santé et a, par ailleurs, bénéficié à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

Rémunération annuelle fixe au titre de 2023

Jean-Pierre Clamadiou, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

Rémunération variable 2023

Jean-Pierre Clamadiou, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle.

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Jean-Pierre Clamadiou, Président du Conseil d'Administration, ne s'est vu attribuer aucune Action de Performance (AP) au titre de 2023, conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadiou ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

Prévoyance et frais de santé

Jean-Pierre Clamadiou bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France (voir Section 4.5).

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Jean-Pierre Clamadiou, en tant qu'Administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Jean-Pierre Clamadiou, Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

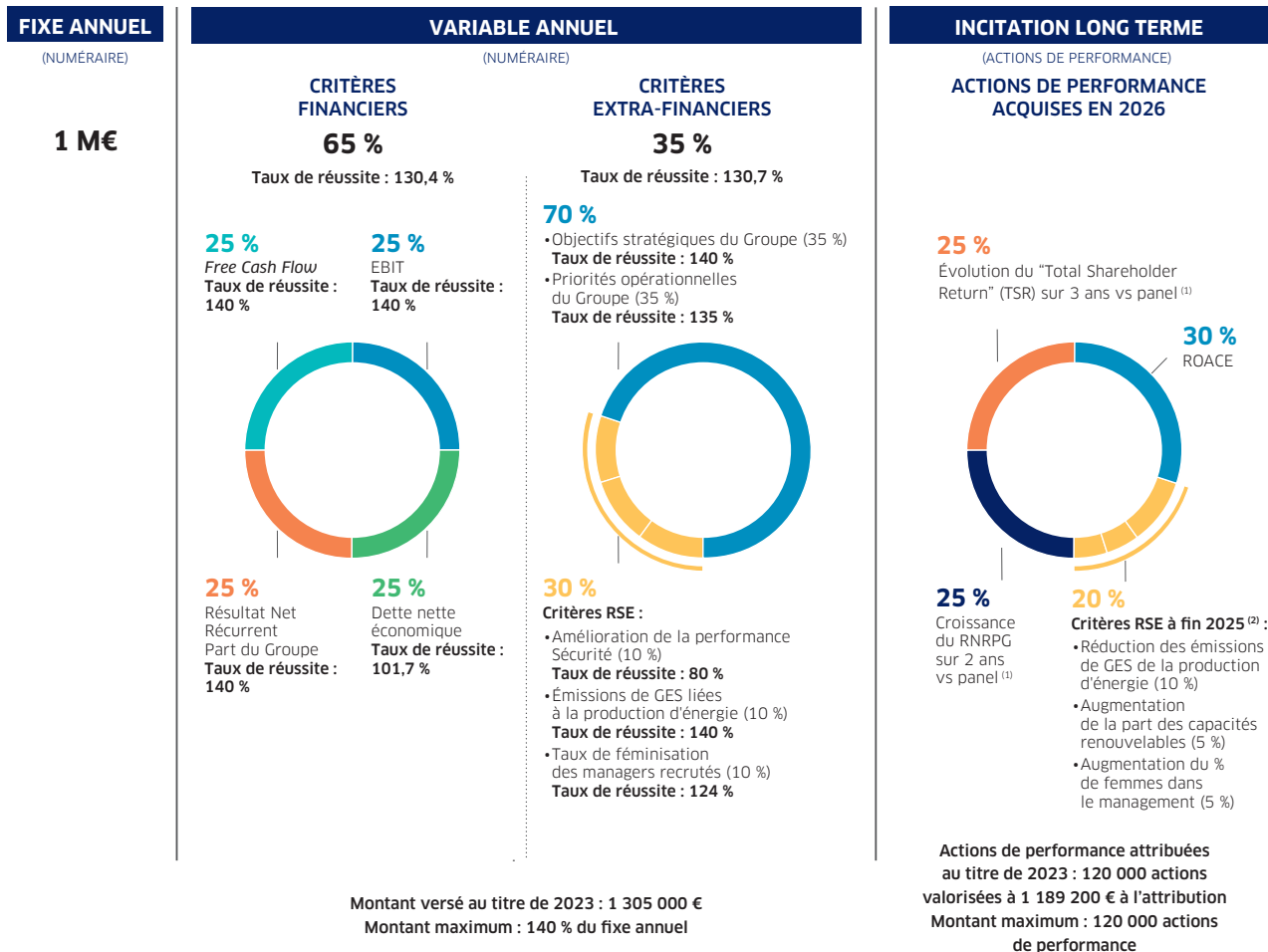
Jean-Pierre Clamadiou a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.2 Rémunération de la Directrice Générale

La structure de la rémunération 2023 de la Directrice Générale est conforme à la politique de rémunération exposée à la Section 4.4.3.2 du Document d'enregistrement universel 2022, approuvée par l'Assemblée Générale du 26 avril 2023.

Elle est composée d'une rémunération forfaitaire fixe annuelle, d'une rémunération variable annuelle et d'un dispositif d'intéressement long terme (sous forme d'attribution d'Actions de Performance). Elle bénéficie de régimes de prévoyance et de retraite et, par ailleurs, bénéficie à titre d'avantage en nature d'un véhicule de fonction.

Détail de la rémunération de la Directrice Générale



(1) Panel : EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE – (2) en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030

Rémunération annuelle fixe au titre de 2023

La rémunération annuelle fixe de Catherine MacGregor, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros.

Rémunération variable 2023

La structure de la rémunération variable annuelle cible de la Directrice Générale au titre de 2023 versée en 2024 est demeurée inchangée. Le montant cible de rémunération variable s'élève à 1 000 000 euros correspondant à 100% de sa rémunération fixe pour un taux d'atteinte de 100% des objectifs ; cette rémunération variable est plafonnée à 1 400 000 euros soit 140% de la rémunération annuelle fixe. La rémunération variable est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%).

Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le free cash-flow (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2023 ont

été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 20 février 2023.

Pour la partie extra-financière, figurent :

- les objectifs stratégiques du Groupe (35%) : l'avenir des activités nucléaires en Belgique, l'approfondissement de la feuille de route moyen terme vers la neutralité carbone en 2045 et une communication permettant une meilleure appréhension des activités du Groupe ;
- les priorités opérationnelles du Groupe en 2023 (35%) : le déploiement de ENGIE One Safety (plan sur la santé-sécurité), l'accélération de la croissance dans la transition énergétique, le développement des talents et le positionnement des chaînes d'approvisionnement comme levier stratégique ;
- les critères RSE quantifiables (30%) :
 - l'amélioration de la performance sécurité (10%) ;
 - les émissions de CO₂ liées à la production d'énergie (10%) ;
 - le taux de féminisation de 35% des managers recrutés (10%).

Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG, constaté les taux de réussite figurant dans le tableau ci-après. Le versement de la rémunération variable au titre de l'exercice 2023 est conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 30 avril 2024.

	Pondération	Taux de versement	Appréciation du Conseil
Performance financière composée comme suit, sur la base de critères quantifiables :			
			Pesant pour 65% de la rémunération variable annuelle
RNRpg	25%	140%	Le Conseil d'Administration a constaté que les objectifs ont été dépassés : - le RNRpg ressort à 5 366 M€, supérieur au budget 2023, le plafond de 140% est atteint ; - l'EBIT ressort à 10 084 M€, supérieur au budget 2023, le plafond de 140% est atteint ; - le FCF ressort à 10 552 M€, supérieur au budget 2023, le plafond de 140% est atteint ; - la dette nette économique ressort à 41 839 M€, le taux d'atteinte est de 101,7%.
EBIT	25%	140%	
FCF	25%	140%	
Dette nette économique	25%	101,7%	
Sous-total (base 100%)	100%	130,4%	Pouvant aller de 0% à 140%
Performance extra-financière composée comme suit, sur la base de critères qualitatifs et quantifiables :			
			Pesant pour 35% de la rémunération variable annuelle
Objectifs stratégiques du Groupe (Critères qualitatifs) - Avenir des activités nucléaires en Belgique - Approfondissement de la feuille de route moyen terme vers la neutralité carbone en 2045 - Communication permettant une meilleure appréhension des activités du Groupe	35%	140%	Le Conseil d'Administration a évalué le déploiement de la feuille de route stratégique en 2023 et considéré que les objectifs avaient été largement dépassés. Les éléments suivants ont notamment été considérés : - le Groupe a poursuivi l'alignement entre sa raison d'être, son business model et ses engagements en termes de neutralité carbone, avec notamment l'obtention de la certification SBTi <i>well-below 2°C</i> ; - le modèle intégré et industriel a été renforcé ; - ENGIE et le gouvernement belge ont officialisé l'accord final concernant la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4, ainsi que l'ensemble des obligations relatives aux déchets nucléaires.
Priorités opérationnelles du Groupe (Critères qualitatifs) - Déploiement d'ENGIE <i>One Safety</i> (plan sur la santé-sécurité) - Accélération de la croissance dans la transition énergétique - Développement des talents - Positionnement des chaînes d'approvisionnement comme levier stratégique	35%	135%	Le Conseil d'Administration a évalué l'atteinte à 135%, considérant une progression notable sur plusieurs priorités opérationnelles du Groupe. Le déploiement de ENGIE <i>One Safety</i> se poursuit ; l'amélioration progressive de certains indicateurs montre un impact positif des actions mises en place, qui demandent néanmoins encore à être intensifiées. Sur les achats, les actions engagées en 2023 permettent d'améliorer la sécurisation des approvisionnements et d'intégrer la contribution des achats à l'atteinte de la trajectoire <i>well-below 2°C</i>. Enfin, sur le volet Ressources Humaines, les plans de succession ont été renforcés notamment sur les 3 000 postes clés ; la nouvelle politique monde Diversité, Equité et Inclusion est désormais déployée dans les 10 pays prioritaires.
Critères RSE (Critères quantifiables) - Amélioration de la performance sécurité (10%) - Emissions de CO₂ liées à la production d'énergie (10%) - Taux de féminisation de 35% des managers recrutés (10%)	30%	114,7%	Sur la performance sécurité, appréciée à l'aune d'un ensemble d'indicateurs (taux de fréquence, taux de gravité, nombre d'accidents mortels, etc.), le Conseil d'Administration a considéré, malgré un progrès sur certains indicateurs, que le niveau était, en 2023, en-dessous du niveau attendu et retient un taux d'atteinte de 80%. Les objectifs sur le climat et la diversité sont des objectifs quantitatifs. Sur le climat, le taux d'atteinte est de 140%. Sur la diversité, le taux d'atteinte est de 124%. Parmi les managers recrutés en 2023, 35,6% sont des femmes, l'objectif cible étant 35%.
Sous-total (base 100%)	100%	130,7%	Pouvant aller de 0% à 140%
TOTAL PART VARIABLE AU TITRE DE 2023	100%	130,5%	
TOTAL À VERSER EN EUROS	100%	1 305 000€	SOIT L'EQUIVALENT DE 130,5% DE LA REMUNERATION FIXE DE REFERENCE DE 1 000 000€

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

Le CNRG, suivant les recommandations du Code Afep-Medef qui visent à inscrire l'action des dirigeants dans la durée, a recommandé au Conseil d'Administration que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs bénéficient de rémunérations ayant un caractère incitatif à long terme, à condition qu'elles soient raisonnables et subordonnées à des conditions de performance strictes et comparables à celles des autres bénéficiaires.

Le Conseil d'Administration du 14 février 2021 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale (rémunération fixe, variable et Actions de Performance) de la Directrice Générale.

L'attribution à la Directrice Générale, à compter de 2022, d'Actions de Performance (AP) en lieu et place des Unités de Performance dont elle bénéficiait précédemment, a permis ainsi de mener à son terme l'alignement de la part incitative à long terme de la Directrice Générale avec celle des membres du Comex, cadres dirigeants et autres collaborateurs bénéficiaires d'Actions de Performance. Le volume de l'attribution à la cible est resté inchangé (120 000 AP en lieu et place des 120 000 UP).

Attribution 2023

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration du 20 février 2023 a attribué à la Directrice Générale, conformément à la délégation donnée par l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022 aux termes de sa 27^e résolution, 120 000 AP. Les AP attribuées au titre de 2023 ont été valorisées à 9,91 euros l'action à la date d'attribution selon la norme IFRS2, soit un montant total de 1 189 200 euros.

Régimes de retraite

Catherine MacGregor, Directrice Générale, bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

La Directrice Générale bénéficie également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe. Le montant de la cotisation au titre de 2023 s'élève à 28 155 euros.

Prévoyance et frais de santé

La Directrice Générale bénéficie de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération à raison du mandat d'Administrateur

Catherine MacGregor, en tant qu'Administratrice, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Aucun contrat de travail n'est conclu entre Catherine MacGregor, Directrice Générale, et la Société ou une société du Groupe.

En cas de départ du Groupe, la Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice générale et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si la Directrice Générale fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Catherine MacGregor bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.2.1.3 Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2023

Tableau récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2023		2022	
	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023	Montants attribués au titre de 2022	Montants versés en 2022
Jean-Pierre Clamadieu <i>Président</i>				
Rémunération fixe	450 000	450 000	450 000	450 000
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	3 652	3 652	1 826 ⁽¹⁾	1 826 ⁽¹⁾
TOTAL	453 652	453 652	451 826	451 826

(1) Véhicule de fonction depuis juillet 2022.

En euros	2023		2022	
	Montants attribués au titre de 2023	Montants versés en 2023	Montants attribués au titre de 2022	Montants versés en 2022
Catherine MacGregor <i>Directrice Générale</i>				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	1 305 000	1 136 000	1 136 000	1 109 000
Abondement dédié à la retraite	576 250	534 000	534 000	527 250
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'Administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	6 192	6 192	6 192	6 192
TOTAL	2 887 442	2 676 192	2 676 192	2 642 442

Tableau de synthèse des rémunérations et des options et actions attribuées à chaque dirigeant mandataire social

En euros	2023	2022
Jean-Pierre Clamadieu <i>Président</i>		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	453 652	451 826
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	453 652	451 826

En euros	2023	2022
Catherine MacGregor <i>Directrice Générale</i>		
Rémunérations attribuées au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 887 442	2 676 192
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	1 189 200 ⁽¹⁾	1 054 800
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	0
TOTAL	4 076 642	3 730 992

(1) Les Actions de Performance attribuées au titre de 2023 ont été valorisées à 9,91 euros l'action selon la norme IFRS2, soit un montant total de 1 189 200 euros.

Tableau récapitulatif des contrats de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

Tableau 11 - Position-recommandation AMF - DOC-2021-02 (Annexe 2)

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu <i>Président</i>	Non	Non	Non	Non
Catherine MacGregor <i>Directrice Générale</i>	Non	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)	Oui (voir Section 4.2.1.2)

4.2.1.4 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2023 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires (ex-post)

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2023 ou attribués au titre de l'exercice 2023 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

d'Administration et à Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2023 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale.

4.2.1.4.1 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2023 ou attribués au titre de l'exercice 2023 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2023	Montants attribués au titre de l'exercice 2023	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 €.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune attribution de stock-option, d'Action de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire.
Avantages de toute nature	3 652 €	3 652 €	Jean-Pierre Clamadieu a bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.2.1.4.2 Éléments de la rémunération et avantages de toute nature versés au cours de l'exercice 2023 ou attribués au titre de l'exercice 2023 à Catherine MacGregor, Directrice Générale

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2023	Montants attribués au titre de l'exercice 2023	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000€	1 000 000€	La rémunération fixe de Catherine MacGregor a été fixée à 1 000 000 €.
Rémunération variable annuelle	1 136 000 €	1 305 000 €	La rémunération variable annuelle cible à verser en 2024 au titre de 2023 s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés. Elle est décomposée en deux parties : une partie financière (65%) et une partie extra-financière (35%). Pour la partie financière, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le <i>free cash-flow</i> (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2023 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 20 février 2023. Pour la partie extra-financière, figurent : - les objectifs stratégiques du Groupe (35%) : l'avenir des activités nucléaires en Belgique, l'approfondissement de la feuille de route moyen terme vers la neutralité carbone en 2045 et une communication permettant une meilleure appréhension des activités du Groupe ; - les priorités opérationnelles du Groupe en 2023 (35%) : le déploiement de ENGIE <i>One Safety</i> (plan sur la santé-sécurité), l'accélération de la croissance dans la transition énergétique, le développement des talents et le positionnement des chaînes d'approvisionnement comme levier stratégique ; - des critères RSE ayant trait à : - l'amélioration de la performance sécurité (10%) ; - les émissions de CO₂ liées à la production d'énergie (10%) ; - le taux de féminisation de 35% des managers recrutés (10%). Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG : - constaté que le taux de réussite des critères financiers s'élève à 130,4% (décomposé comme suit : RNRpg : 140% ; EBIT : 140% ; <i>free cash-flow</i> : 140% ; dette nette économique : 101,7%) ; - établi le taux de réussite des critères extra-financiers à 130,7% (décomposé comme suit : objectifs stratégiques du Groupe : 140% ; priorités opérationnelles du Groupe : 135% ; amélioration de la performance sécurité : 80% ; émissions de CO₂ liées à la production d'énergie : 140% ; taux de féminisation de 35% des managers recrutés : 124%). Compte tenu des pondérations respectives des critères financiers et extra-financiers, cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 130,5%, soit un montant de 1 305 000 euros. Ce montant de part variable au titre de 2023 ne sera versé à Catherine MacGregor que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2023	Montants attribués au titre de l'exercice 2023	Commentaires
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a pas perçu de rémunération à raison de son mandat d'Administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Catherine MacGregor n'a bénéficié d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Valorisation: 1 189 200 €	Catherine MacGregor a bénéficié de l'attribution de 120 000 Actions de Performance au titre de 2023 (voir note sur cette valorisation théorique à la Section 4.2.1.3), soit 0,005% du capital social au 20 février 2023.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	En cas de départ du Groupe, l'ancienne Directrice Générale sera tenue par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ de la Directrice Générale, renoncer à l'application de cette clause. En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave de la Directrice Générale, et quelle que soit la forme que revêt ce départ, la Directrice Générale bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne. L'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef est applicable à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.
Régimes de retraite supplémentaire	534 000 €	576 250 €	La Directrice Générale bénéficie d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies (article 82 du Code général des impôts) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspond à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2023, cet abondement s'élève à 576 250 euros et sera versé en 2024 sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.
Avantages de toute nature	6 192 €	6 192 €	Catherine MacGregor a bénéficié d'un véhicule de fonction.

Il est rappelé qu'au titre de l'exercice 2021, Catherine MacGregor s'était vu consentir 120 000 Unités de Performance (UP) dont l'acquisition définitive était fixée au 15 mars 2024 sous réserve de sa présence le 14 mars 2024 et de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables. Lors de sa séance du 21 février 2024, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élève à 100%, soit 120 000 UP.

Les critères de performance financière, pour une pondération de 80%, étaient de trois types :

- croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRpg) sur deux ans par rapport à un panel de référence ⁽¹⁾ (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même panel (25%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- retour sur capitaux employés (ROCE, renommé ROACE) (30%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Les critères de performance extra-financière, pour une pondération de 20%, étaient de trois types. Les objectifs cibles étaient ceux à fin 2023 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030 :

- réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%) : le taux de réussite a été constaté à 120% ;
- augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) : le taux de réussite a été constaté à 0% ;
- augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%) : le taux de réussite a été constaté à 120%.

Le Conseil d'Administration a constaté que le taux global de réussite était de 114%, il est plafonné à 100%.

Catherine MacGregor disposera d'un délai de 3 ans, jusqu'au 14 mars 2027, pour exercer les UP. En cas d'exercice, elle devra réinvestir, en actions ENGIE, deux tiers du produit de l'exercice des UP nets d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'actions ENGIE, soit l'équivalent de deux années de rémunération fixe.

(1) EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, SNAM, RWE

4.2.1.5 Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations

Les calculs de ratios d'équité ont été réalisés en prenant en compte les lignes directrices publiées par l'AFEP en février 2021. Ils sont effectués par fonction : Président et Directeur Général.

Calcul du numérateur : la rémunération considérée pour chaque mandataire social comprend la rémunération fixe versée en N, le variable versé en N au titre de N-1, les primes et avantages en nature divers à l'exclusion des primes d'indemnité de rupture, les Actions de Performance et Unités de Performance attribuées en N en valorisation IFRS, à l'exclusion des éléments relatifs aux retraites d'entreprise.

Calcul du dénominateur : la société mère ENGIE SA n'est pas représentative tant des effectifs que de l'activité du Groupe.

Le dénominateur est donc la rémunération moyenne au périmètre France des salariés (rémunération fixe + éléments variables) CDI+CDD dénombrés en Equivalent Temps Plein hors alternants. Avant 2021, avaient été exclues deux entités ayant fait l'objet de cessions : GNL et E&P. En 2022, une modification de périmètre importante était à noter, EQUANS n'étant pas inclus dans les données présentées pour 2022.

La rémunération moyenne a été calculée à partir des données agrégées du *Reporting Social* Groupe ; s'agissant d'un Groupe constitué de plusieurs sociétés ayant des systèmes de paye différents, la rémunération médiane n'est pas calculable en l'absence d'une base de données unique recensant les données individuelles de rémunération.

Pour le Groupe, le ratio d'équité pertinent est celui comparant la rémunération totale du Président et celle du Directeur Général à la rémunération moyenne de l'ensemble des salariés en France.

Multiples de rémunération pour la fonction de Président

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L. 22-10-9 du Code de commerce ⁽¹⁾

En euros	2019	2020	2021	2022 ⁽²⁾	2023
Rémunération de la Fonction Président :	433 064	450 000	450 000	451 826	453 652
Évolution par rapport à l'exercice précédent	24%	4%	0%	0,4%	0,4%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	73 845	76 791	77 142	80 849	89 842
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	4%	0%	5%	11%
Rémunération médiane des salariés	66 487	72 571	66 967	67 673	68 068
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France ⁽²⁾					
Rémunération moyenne des salariés	46 476	46 870	48 278	56 997	61 009
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	1%	3%	18%	7%
Rémunération médiane des salariés	Non disponible				
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	9,3	9,6	9,3	7,9	7,4
Évolution par rapport à l'exercice précédent	23%	3%	-3%	-15%	-6%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	Non calculable				
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société					
EBIT ⁽³⁾	14%	-16%	47%	43%	11,5%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	180%	-214%	194%	-9%	-73%
ROACE ⁽⁴⁾	6,10%	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-6%	-11%	63%	42%	-8%
RNRpg (Mds€)	2,46	1,70	3,20	5,22	5,37
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-31%	85%	65%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.

(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.

(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.

(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

Multiples de rémunération pour la fonction de Directeur Général

Tableau des ratios au titre du I. 6° et 7° de l'article L.22-10-9 du Code de commerce ⁽¹⁾

Exercice N-1	2019	2020	2021	2022 ⁽²⁾	2023
Rémunération de la Fonction DG : Isabelle Kocher du 3 mai 2016 au 24 février 2020 puis Claire Waysand par intérim à partir du 24 février 2020 au 31 décembre 2020 puis Catherine MacGregor depuis le 1 ^{er} janvier 2021	2 588 572	1 287 669	2 608 350	3 169 992	3 331 392
Évolution par rapport à l'exercice précédent	2%	-50%	103%	22%	5%
Informations sur le périmètre de la société cotée - non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salariés	73 845	76 791	77 142	80 849	89 842
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	4%	0%	5%	11%
Rémunération médiane des salariés	66 487	72 571	66 967	67 673	68 068
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	-	-	-	-	-
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Informations complémentaires sur le périmètre élargi France					
Rémunération moyenne des salariés	46 476	46 870	48 278	56 997	61 009
Évolution par rapport à l'exercice précédent	0%	1%	3%	18%	7%
Rémunération médiane des salariés	Non disponible				
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	55,7	27,5	54,0	55,6	54,6
Évolution par rapport à l'exercice précédent	1%	-51%	97%	3%	-2%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés	Non calculable				
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-	-	-	-	-
Performance de la société					
EBIT ⁽³⁾	14%	-16%	47%	43%	11,5%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	180%	-214%	194%	-9%	-73%
ROACE ⁽⁴⁾	6,10%	5,45%	8,90%	12,60%	11,60%
Évolution par rapport à l'exercice précédent	-6%	-11%	63%	42%	-8%
RNRpg (Mds€)	2,46	1,70	3,20	5,22	5,37
Évolution par rapport à l'exercice précédent	3%	-31%	85%	65%	3%

(1) En référence aux lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021.

(2) Les données 2022 sur les rémunérations et la performance de la société sont hors EQUANS.

(3) Anciennement "COI" (Current Operating Income) : indicateur renommé "EBIT" sans changement de la méthodologie de calcul.

(4) Anciennement "ROCE" : indicateur renommé "ROACE" sans changement de la méthodologie de calcul.

4.2.2 RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS AU TITRE DE L'EXERCICE 2023

Les rémunérations des Administrateurs ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale qui se tiendra le 30 avril 2024, conformément à l'article L. 22-10-9 du Code de commerce.

Pour rappel, sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs, à répartir par le Conseil entre ses membres.

Il est aussi rappelé que le Président du Conseil d'Administration et la Directrice Générale ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur mandat d'Administrateur.

Le Conseil d'Administration du 20 février 2023 a revu les règles de répartition, à l'intérieur de l'enveloppe octroyée par l'Assemblée Générale de 2008. Cette revue tient compte notamment de sa politique de diversité avec une volonté d'intégrer plus de profils internationaux, sur proposition du CNRG. L'évolution par rapport aux anciennes règles de répartition porte sur l'augmentation de 10% de la part fixe et variable des Administrateurs.

Les nouvelles règles de répartition appliquées ont été approuvées par l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 et sont présentées ci-après.

Administrateur		Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	60 500 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	16 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	48 400 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CSIT	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	30 520 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	11 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	24 200 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 500 euros par an
		Part variable liée à la présence	18 150 euros ⁽¹⁾ , si 100% de présence

(1) Part variable augmentée de 25% pour les non-résidents européens et de 50% pour les non-résidents non-européens, en cas de participation physique aux réunions.

4.2.2.1 Rémunération des Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été attribué, au titre de l'exercice 2023, aux mandataires sociaux non dirigeants les rémunérations figurant au tableau ci-après, étant précisé que, sauf autre indication, aucune autre

rémunération ne leur a été attribuée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre dudit exercice.

En euros	Exercice 2023 ⁽¹⁾	Exercice 2022 ⁽¹⁾
Fabrice Brégier	98 381 ⁽²⁾	91 500 ⁽²⁾
Marie-Claire Daveu	106 425 ⁽²⁾	65 125 ⁽²⁾
Patrice Durand ⁽³⁾	85 553 ^{(2) (4)}	77 775 ^{(2) (4)}
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière ⁽³⁾	21 307 ^{(2) (4)}	77 775 ^{(2) (4)}
Françoise Malrieu	51 290 ⁽²⁾	150 500 ⁽²⁾
Ross McInnes	174 861 ⁽²⁾	150 500 ⁽²⁾
Lucie Muniesa ^{(3) (5)}	47 451 ^{(2) (4)}	-
Marie-José Nadeau	240 705 ⁽⁶⁾	205 216 ⁽⁶⁾
Lord Peter Ricketts of Shortlands	111 630 ⁽⁶⁾	102 893 ⁽⁶⁾
TOTAL	934 604	921 284

(1) La rémunération des Administrateurs due au titre d'un exercice est versée au cours de l'exercice concerné.

(2) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux.

(3) Administrateur du secteur privé nommé par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat.

(4) Nomination proposée par l'Etat, à ce titre ces administrateurs ne perçoivent que 85% de la rémunération. Les 15% restant sont versés à l'Etat.

(5) Elue à l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 - rémunérée au prorata temporis

(6) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France.

4.2.2.2 Rémunération de l'Administrateur représentant l'État et des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Les Administratrices représentantes de l'État, en leur qualité d'agents publics, Stéphanie Besnier et Céline Fornaro n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat en 2023, conformément à l'article 5 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique. La rémunération qui est attribuée au titre de leurs mandats s'élève à 135 855 euros et a été directement versée au budget de l'Etat.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Patrice Durand, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Lucie Muniesa, ont perçu 85% du montant de leurs rémunérations dues à raison de leurs mandats d'Administrateurs, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014, tel que modifié par l'arrêté du 5 janvier 2018, pris en application de l'article 6 de l'ordonnance n° 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique (voir tableau ci-dessus). Le solde de 15% du montant de leurs rémunérations s'élève à 27 231 euros et a été versé au budget de l'Etat.

Compte tenu de ce qui précède, la rémunération des Administrateurs correspondant à ces mandats, soit la somme totale de 163 086 euros, a été versée directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.2.2.3 Rémunération des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'Administrateur) de la part de la Société ou de la part des

sociétés contrôlées par la Société en contrepartie de l'exercice de leur mandat d'Administrateur.

Il s'agit de Christophe Agogué, Jacinthe Delage, Yoan Kosnar, et Magali Viot.

4.2.3 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS MANDATAIRES SOCIAUX POUR L'EXERCICE 2024 (SAY ON PAY EX-ANTE)

Pour la détermination des rémunérations et avantages consentis aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs, le Conseil d'Administration se réfère, notamment, aux recommandations du Code Afep-Medef. Ainsi, le Conseil d'Administration veille à ce que la politique de rémunération respecte les principes d'exhaustivité, d'équilibre, de comparabilité, de cohérence, de transparence et de mesure, et prenne en compte les pratiques de marché.

La politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG. Elle fera l'objet d'une présentation et d'un vote lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires du 30 avril 2024 conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques.

Conformément à l'article 5.3.1 du règlement intérieur du Conseil, les dirigeants mandataires sociaux n'assistent pas aux réunions du CNRG pour les questions qui les concernent.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40 et de l'Eurostoxx 50.

Conformément à l'article 10.6 du Code Afep-Medef, le Président du Conseil d'Administration, ayant la qualité d'Administrateur indépendant, ne perçoit pas de rémunération variable liée à la performance de la Société. La rémunération

des autres dirigeants mandataires sociaux comprend en règle générale :

- une part fixe : ce montant fixe demeure inchangé pendant la durée du mandat sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement ;
- une part variable équilibrée par rapport au total des rémunérations et dont l'objet est de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats ; et
- une part incitative à long terme soumise à conditions de performance.

Des critères de performance exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et maintiennent un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long termes, contribuant ainsi à la stratégie et à la pérennité de la Société.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses comités.

Si le taux d'approbation de la politique de rémunération lors de la dernière Assemblée Générale des actionnaires est inférieur à 80%, le CNRG examine le sens du vote des actionnaires s'étant opposé à l'approbation de cette politique et les suites éventuelles à donner à leur vote. Pour rappel, l'Assemblée Générale du 26 avril 2023 a approuvé la politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration à 99,92% et de la Directrice Générale à 94,18%.

4.2.3.1 Politique de rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2024

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2024 reste inchangée par rapport à 2023.

Rémunération annuelle fixe

Pour l'exercice 2024, la rémunération fixe du Président du Conseil demeure inchangée à 450 000 euros.

Rémunération variable

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Rémunération incitative long terme (Actions de Performance)

La rémunération du Président du Conseil ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Régime de retraite

Le Président du Conseil ne bénéficiera pas d'un régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions.

Prévoyance et frais de santé

Le Président du Conseil bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Président du Conseil, en tant qu'Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence

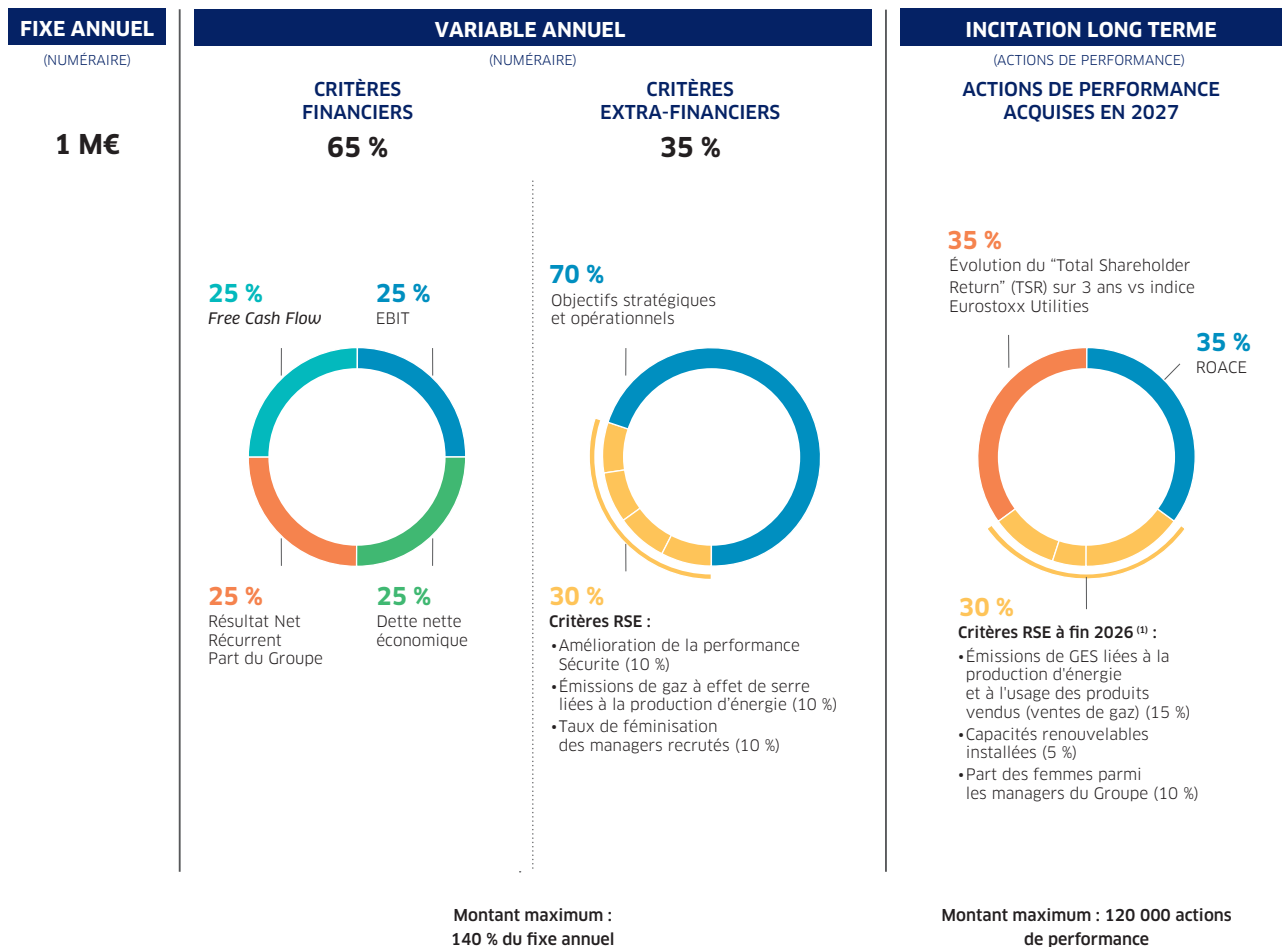
Aucun contrat de travail n'est conclu entre le Président du Conseil d'Administration et la Société ou une société du Groupe. Il n'est pas prévu d'indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions, ni d'indemnités relatives à une clause de non-concurrence.

Avantage en nature

Le Président du Conseil bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.3.2 Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2024

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.



(1) En ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif.

Rémunération annuelle fixe

La part fixe s'élève à 1 000 000 euros. Elle a été définie en fonction du rôle, de l'expérience et du marché de référence du Directeur Général, eu égard notamment aux rémunérations fixes attribuées aux dirigeants mandataires sociaux exécutifs de groupes dont la taille et l'envergure sont similaires à ceux d'ENGIE et plus généralement sur la base du benchmark précité. Elle demeure inchangée pendant la durée du mandat, qui est de quatre ans, sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, en décide autrement eu égard notamment au contexte de marché, aux évolutions éventuelles du profil d'ENGIE et à l'évolution de la rémunération des salariés du Groupe.

Rémunération variable annuelle

La part variable annuelle a pour objet de refléter la contribution personnelle du dirigeant au développement du Groupe et à la progression de ses résultats. Elle est équilibrée par rapport à la partie fixe et déterminée sous la forme d'un pourcentage de la rémunération fixe.

La part variable annuelle cible s'élève à 100% de la rémunération fixe (1 000 000 euros) pour un taux d'atteinte des objectifs de 100% avec un maximum de 140% de la rémunération fixe (1 400 000 euros) en cas de dépassement des objectifs fixés.

Elle est assortie de critères permettant l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général reposant à hauteur de 65% sur des critères financiers visant à rémunérer la performance économique et à hauteur de 35% sur des critères extra-financiers dont au moins un critère quantifiable reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire d'ENGIE.

Pour la **partie financière**, les critères retenus sont le RNRpg (25%), l'EBIT (25%), le *free cash-flow* (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2024 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 21 février 2024.

La **partie extra-financière** a trait à l'avancée du travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe (à hauteur de 70%), et à des critères RSE quantifiables (30%).

Le travail sur les objectifs stratégiques et opérationnels du Groupe doit notamment porter sur la poursuite du déploiement de ENGIE *One Safety* (plan sur la santé-sécurité), le développement de solutions digitales prioritaires pour le business, le développement des talents, la finalisation du projet relatif aux activités nucléaires en Belgique.

Dans les critères RSE figurent la poursuite de l'amélioration de la performance sécurité par rapport à 2023, les émissions de CO₂ liées à la production d'énergie (en ligne avec la trajectoire établie aux fins d'atteindre l'objectif 2030) et un taux de féminisation de 37% des managers recrutés. Ces trois critères comptent pour 30% de la partie extra-financière et reçoivent chacun une pondération identique.

Rémunération incitative à long terme (Actions de Performance)

La part incitative à long terme du Directeur Général prend la forme d'Actions de Performance soumises aux mêmes conditions de performance que celles assortissant les plans d'Actions de Performance en faveur de certains salariés. Ces conditions de performance sont toutes précises et quantifiées. Elles incluent au moins une condition de performance extra-financière reflétant les objectifs RSE du Groupe, en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société. Cette part incitative à long terme vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant.

Conformément à l'article 26.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces Actions de Performance. Il est rappelé que le Directeur Général a pour objectif de constituer un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à deux années de rémunération fixe, soit 2 000 000 euros. Jusqu'à l'atteinte de cet objectif de détention, deux tiers des Actions de Performance acquises par le Directeur Général demeurent incessibles. Au 31 décembre 2023, la Directrice Générale détenait 70 000 actions ENGIE acquises à titre personnel.

Sous réserve du vote favorable de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024, un plan d'attribution d'Actions de Performance serait déployé en 2024 à l'issue de l'Assemblée Générale, selon de nouvelles modalités et, en particulier, de nouvelles conditions de performance, en cohérence avec la stratégie et les ambitions d'ENGIE, notamment en matière de RSE. 120 000 Actions de Performance à la cible pouvant aller jusqu'à 120% en cas de surperformance (représentant un maximum de 0,006% du capital) seraient attribuées au Directeur Général.

Conditions de performance

Au titre de 2024, les **conditions de performance financières** seraient relatives :

- à l'évolution du *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à l'indice Eurostoxx Utilities (comptant pour 35% du total des conditions de performance). L'observation du TSR sur la période de trois ans se fera, au départ, avec un cours de référence correspondant à la moyenne de l'indice et du cours d'ENGIE pendant une période définie de plusieurs semaines précédant le premier jour du mois de l'attribution et de la même manière trois ans après ;
- à la moyenne des ROACE (*Return On Average Capital Employed*) annuels cibles figurant au Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) sur les trois années du plan (comptant pour 35% du total des conditions de performance).

Les Actions de Performance seraient soumises à des **conditions de performance extra-financières** exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 30% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir :

- les émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'énergie et à l'usage des produits vendus (ventes de gaz) (15%) ;
- les capacités renouvelables installées (5%) ;
- la part des femmes parmi les managers du Groupe (10%).

Les objectifs cibles seraient ceux prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030. Ainsi, par rapport au plan d'Actions de Performance précédent, la part accordée aux conditions de performance extra-financière serait augmentée de 10 points, passant de 20% à 30%, et le périmètre d'analyse des émissions de gaz à effet de serre serait élargi, incluant, en sus des émissions liées à la production d'énergie, les émissions liées à la vente de gaz.

Ce plan, ces conditions de performance et leur pondération, soutiendraient la mise en œuvre de la stratégie d'ENGIE sur le long-terme, tant sur le plan financier qu'extra-financier.

Taux de réussite

Pour chaque condition de performance, seraient définis un seuil, en-dessous duquel le taux de réussite serait de 0%, une cible à laquelle le taux de réussite serait de 100% et un plafond auquel serait associé un taux de réussite de 120%. La progression entre les bornes serait linéaire.

Le taux de réussite de chaque critère pourrait ainsi désormais aller de 0% à 120%, sans compensation possible de la performance d'un critère avec la sous-performance d'un autre ; le taux de réussite global pourrait donc aller de 0% à 120%. Le nombre d'actions pourrait ainsi aller de 0 à 120% du nombre cible attribué.

Le taux de réussite relatif au **TSR** serait de :

- 75% pour un résultat égal à celui de l'indice (seuil) ;
- 100% pour un résultat égal à 105% de l'indice (cible) ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'indice (plafond).

Le taux de réussite relatif au **ROACE** serait :

- égal à zéro pour un résultat inférieur ou égal au seuil ;
- 100% pour un résultat égal à la cible ;
- 120% pour un résultat égal ou supérieur au plafond.

S'agissant des **conditions de performance extra-financières**, les pentes suivraient les mêmes règles que celles appliquées au ROACE.

Pour l'indicateur du ROACE et les conditions de performance extra-financière, le Conseil définirait avec exigence les bornes correspondant à un taux de réussite de 0% et à un taux maximum de 120%, en fonction des cibles à moyen terme et de la spécificité de chacun de ces indicateurs.

Ajustement exceptionnel

La détermination des critères de performance ci-dessus procède de l'attachement du Conseil d'Administration au caractère variable de la part incitative à long terme qui rétribue la performance financière et extra-financière à moyen et long termes. Ils n'ont donc pas vocation à être revus. Toutefois, en cas de circonstances exceptionnelles (telles que notamment un changement de normes comptables, un changement de périmètre significatif, la réalisation d'une opération transformante, une modification substantielle des conditions de marché ou une évolution imprévue du contexte concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien la performance du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration se soit assuré, d'une part, que cet ajustement vise à rétablir raisonnablement l'équilibre ou l'objectif initialement recherché, ajusté de tout ou partie de l'impact de l'événement sur la période considérée et, d'autre part, de l'alignement de l'intérêt de la Société et de ses actionnaires avec celui des bénéficiaires. Le Conseil justifierait alors en détail les ajustements qui seraient effectués, qui feraient l'objet d'une communication.

L'application de ces ajustements exceptionnels, le cas échéant, sera conditionnée à l'approbation de l'Assemblée Générale des actionnaires.

Régimes de retraite

Le Directeur Général bénéficiera d'un système de retraite supplémentaire dans lequel l'entreprise ne garantit pas de niveau de retraite mais verse un abondement annuel composé pour moitié de cotisations versées à un organisme tiers dans le cadre d'un régime facultatif de retraite à cotisations définies

(article 82) et pour moitié d'une somme en numéraire, compte tenu de la fiscalisation immédiate à l'entrée de ce dispositif. L'abondement correspondra à un coefficient de 25% de la somme de la rémunération fixe et de la rémunération variable réelle due au titre de l'année considérée. Il dépendra ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe.

Le Directeur Général bénéficiera également du régime de retraite obligatoire (article 83 du Code général des impôts) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Prévoyance et frais de santé

Le Directeur Général bénéficiera de régimes de protection en matière de prévoyance et de frais de santé équivalents à ceux des régimes collectifs des cadres dirigeants du groupe ENGIE en France.

Rémunération en raison du mandat d'Administrateur

Le Directeur Général, s'il est Administrateur, ne percevra pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

Dispositifs liés à la cessation du mandat de Directeur Général

En cas de départ du Groupe, l'ancien Directeur Général sera tenu par un engagement de non-concurrence d'un an à compter de la fin du mandat et rémunéré à hauteur d'une année de rémunération payable en 12 mensualités. Le Conseil d'Administration pourra, au moment du départ du dirigeant, renoncer à l'application de cette clause.

En cas de départ contraint ne faisant pas suite à une faute grave du dirigeant mandataire social et quelle que soit la forme que revêt ce départ, le Directeur Général bénéficiera d'une indemnité de deux années de rémunération qui ne sera due que si les conditions de performance assortissant la part variable annuelle des deux années qui précèdent l'année du départ ont été atteintes à au moins 90% en moyenne.

Pour le surplus, l'ensemble des prescriptions du Code Afep-Medef sont applicables à l'engagement de non-concurrence et aux indemnités de départ, notamment s'agissant du cumul de ces deux indemnités qui ne pourra dépasser deux années de rémunération. Par "année de rémunération" au sens de la clause de non-concurrence et des indemnités de départ visées ci-avant, il faut entendre la dernière rémunération annuelle fixe augmentée de la rémunération variable annuelle payée calculée comme la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

En application de l'article 25.4 du Code Afep-Medef, le versement de l'indemnité de non-concurrence sera exclu si le Directeur Général fait valoir ses droits à la retraite ou au-delà de 65 ans.

Avantage en nature

Le Directeur Général bénéficiera d'un véhicule de fonction.

4.2.4 POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION DES ADMINISTRATEURS POUR L'EXERCICE 2024

Enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs

Le montant de l'enveloppe annuelle de la rémunération des Administrateurs s'élève à 1,4 million d'euros, inchangé depuis 2008. Il est proposé à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024 de relever ce montant à 1,6 million d'euros, pour tenir compte

de la stratégie de diversification des profils des administrateurs d'ENGIE qui pourrait amener à favoriser l'intégration de membres disposant d'un profil international.

Règles de répartition de la rémunération des Administrateurs

Les règles de répartition de la rémunération des Administrateurs restent inchangées par rapport à celles votées par l'Assemblée Générale du 26 avril en 2023 (voir Section

4.2.2 "Rémunération des Administrateurs au titre de l'exercice 2023").

4.2.5 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) est composée d'une part fixe et d'une part variable.

L'évolution de la partie fixe de la rémunération est liée à la modification des situations spécifiques, élargissement ou changement significatif des responsabilités, repositionnements rendus nécessaires au regard de l'équité interne ou d'un décalage manifeste par rapport au marché externe.

La part variable a pour objet principal de rétribuer la contribution des dirigeants aux résultats du Groupe.

Les montants ci-dessous reprennent les parts variables payées en 2023 au titre de 2022 et payées en 2022 au titre de 2021.

La part variable versée en 2023 au titre de l'exercice 2022 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRpg, EBIT, *free cash-flow*, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs et extra-financiers.

Tableau de synthèse des rémunérations brutes, avantages en nature inclus, des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) ⁽¹⁾

En euros	2023	2022
Fixe	4 635 909	4 795 548
Variable	5 307 097	5 362 002
Total	9 943 006	10 157 550
Nombre de membres	10	11

(1) Les rémunérations s'entendent : fixe + rémunération variable annuelle au titre de l'exercice.

Provisions de Retraites

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

4.2.6 ATTRIBUTION D'ACTIONS DE PERFORMANCE ⁽¹⁾

4.2.6.1 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.2.6.1.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1^{er} mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à deux années de rémunération fixe pour la Directrice Générale et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1^{er} janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE.

4.2.6.1.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance au titre de l'exercice 2023

Autorisation de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 21 avril 2022 a décidé, dans sa 27^e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (y compris les mandataires sociaux exécutifs de la Société) dans la limite de 0,75% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution, avec un sous-plafond annuel de 0,25% de ce même capital social. Par ailleurs, il est précisé qu'il n'était pas demandé à l'Assemblée Générale une autorisation de consentir des stock-options.

Plan d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2023 (Conseil du 20 février 2023)

Dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 21 avril 2022 précitée, le Conseil d'Administration a décidé de

mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, dont notamment un plan en faveur de Catherine MacGregor, le 20 février 2023 (voir Section 4.2.6.2).

En 2023, le Conseil d'Administration a engagé avec le CNRG une réflexion sur les conditions de performance des plans d'intéressement à long terme (Actions de Performance) dans la perspective de la soumission à l'Assemblée Générale 2024 d'une nouvelle résolution. Cette réflexion a abouti à la proposition de mise en place d'un nouveau plan d'intéressement long terme qui va être soumis au vote de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024. Les conditions de ce plan, applicable au Directeur Général et à certains cadres et dirigeants, hauts potentiels et contributeurs clés du Groupe, sont décrites à la Section 4.2.3.2 Politique de Rémunération du Directeur Général au titre de 2024. L'attribution au titre de 2024, ainsi que pour les années futures, aurait lieu à une même date pour la Directrice Générale et les salariés.

4.2.6.2 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2023 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Tableau 6 - Position recommandation AMF - DOC-2021-02 (Annexe 2)

Actions de performance attribuées durant l'exercice à chaque dirigeant mandataire social par l'émetteur et par toute société du Groupe						
	N° et date du plan	Nombre d'actions attribuées durant l'exercice	Valorisation des actions selon la méthode retenue pour les comptes consolidés (en euros)	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Conditions de performance
Catherine MacGregor	20/02/2023	120 000	9,91	14/03/2026	15/03/2027	100 % des actions sont soumises à des critères de performance (voir Section 4.2.3.2)

Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2023

Néant

Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2018	2019	2020		
	Plan 2018	Plan 2019	Plan Traders 2019	Plan 2020	Plan Traders 2020
Date de l'AG d'autorisation	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018	18/05/2018
Date du Conseil d'Administration de décision	11/12/2018	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021
Valeur de l'action en euros ⁽¹⁾	9,36	11,59	13,61	9,93	10,9
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	11/12/2018	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021
Fin de la période d'acquisition	14/03/2022 ⁽³⁾	14/03/2023 ⁽⁷⁾	14/03/2022 ⁽¹¹⁾ 14/03/2023 ⁽¹¹⁾	14/03/2024 ⁽¹³⁾	14/03/2023 ⁽¹¹⁾ 14/03/2024 ⁽¹¹⁾
Début de la période de conservation	néant ⁽⁴⁾	néant ⁽⁸⁾	néant	néant ⁽¹⁴⁾	néant
Fin de la période de conservation	néant ⁽⁵⁾	néant ⁽⁹⁾	néant	néant ⁽¹⁵⁾	néant
Conditions associées	⁽⁶⁾	⁽¹⁰⁾	⁽¹²⁾	⁽¹⁶⁾	⁽¹⁷⁾
Droits en acquisition au 31/12/2022	70 670	4 692 090	126 845	4 665 775	299 865
Actions acquises du 01/01/2023 au 31/12/2023	70 670	3 809 122	117 503	11 125	143 590
Droits annulés du 01/01/2023 au 31/12/2023	0	766 054	9 342	247 800	17 224
Solde des droits au 31/12/2023	0	116 914	0	4 406 850	139 051

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés).+

(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.

(3) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique.

(4) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(5) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(6) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2020 et 2021, 1/3 sur le ROCE des exercices 2020 et 2021, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(7) 14/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique.

(8) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(9) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique.

(10) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2021 et 2022, 1/3 sur le ROCE des exercices 2021 et 2022, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, Innogy, RWE, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON, Uniper, RWE et Innogy sont comptabilisées pour 50% chacune pour les besoins de la pondération. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(11) Pour la moitié des titres.

(12) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%.

(13) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France.

(14) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France.

(15) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France.

(16) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : 1/3 sur RNRpg des exercices 2022 et 2023, 1/3 sur le ROCE des exercices 2022 et 2023, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, RWE, Naturgy, Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique. Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(17) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%.

	2021		2022		2023	
	Plan 2021	Plan Traders 2021	Plan DG 2022	Plan 2022	Plan Traders 2022	Plan DG 2023
Date de l'AG d'autorisation	20/05/2021	20/05/2021	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022	21/04/2022
Date du Conseil d'Administration de décision	16/12/2021	14/02/2022	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023
Valeur de l'action (en euros) ⁽¹⁾	9,28	12,13	8,79	10,24	10,89	9,91
Début de la période d'acquisition ⁽²⁾	16/12/2021	14/02/2022	21/04/2022	08/12/2022	20/02/2023	20/02/2023
Fin de la période d'acquisition	14/03/2025 ⁽³⁾	14/03/2024 ⁽⁷⁾ 14/03/2025 ⁽⁷⁾	14/03/2025	14/03/2026 ⁽⁹⁾	14/03/2025 ⁽⁷⁾ 14/03/2026 ⁽⁷⁾	14/03/2026
Début de la période de conservation	néant ⁽⁴⁾	néant	15/03/2025	néant ⁽¹⁰⁾	néant	14/03/2026
Fin de la période de conservation	néant ⁽⁵⁾	néant	15/03/2026	néant ⁽¹¹⁾	néant	15/03/2027
Conditions associées	⁽⁶⁾	⁽⁸⁾	⁽⁶⁾	⁽¹²⁾	⁽¹³⁾	⁽⁶⁾
Droits en acquisition au 31/12/2022	4 841 205	444 187	120 000	4 739 350	0	0
Actions acquises du 01/01/2023 au 31/12/2023	10 825	5 829	0	8 500	0	0
Droits annulés du 01/01/2023 au 31/12/2023	212 475	16 679	0	109 650	0	0
Solde des droits au 31/12/2023	4 617 905	421 679	120 000	4 621 200	593 327	120 000

(1) Valeur moyenne pondérée (selon la méthode retenue pour les comptes consolidés)

(2) Acquisition anticipée possible en cas de décès ou d'invalidité permanente. Condition de présence à la date d'acquisition.

(3) 14/03/2026 pour les principaux dirigeants hors de France

(4) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France.

(5) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France.

(6) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2024 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra financières portant sur la RSE (réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(7) Pour la moitié des titres.

(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2023 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2024 pour 50%.

(9) 14/03/2027 pour les principaux dirigeants hors de France.

(10) 15/03/2026 pour les principaux dirigeants en France.

(11) 15/03/2027 pour les principaux dirigeants en France.

(12) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une quadruple condition pour tous : 30% ROCE 2025 par rapport à ROCE cible, 25% performance du TSR par rapport au Panel (composé d'EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE), 25% croissance RNRpg ENGIE par rapport au même Panel, 20% conditions extra financières portant sur la RSE (réduction des émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%)). Ces conditions s'appliquent à l'intégralité des actions attribuées aux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 500 actions attribuées aux autres bénéficiaires.

(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2024 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2025 pour 50%.

Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par les dirigeants mandataires sociaux au 31 décembre 2023

Néant

4.2.6.3 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2023 par ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des actions ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Nombre total d'actions attribuées	Valeur de l'action ⁽¹⁾ (en euros)	Société émettrice	Plan
néant	néant	-	-

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

En 2023, le Conseil d'Administration a engagé avec le CNRG une réflexion sur les conditions de performance des plans d'intéressement à long terme (Actions de Performance) dans la perspective de la soumission à l'Assemblée Générale 2024 d'une nouvelle résolution. Cette réflexion visera notamment à

fixer l'évaluation de tous les critères de performance sur la durée du plan, soit trois ans, conformément aux pratiques de place. La prochaine attribution fera ainsi suite à l'autorisation de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024. En conséquence, il n'y a pas eu d'attribution en décembre 2023.

4.2.6.4 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2023

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire (en euros)	Prix de l'opération (en euros)
McInnes Ross	22/02/2023	Acquisition	Actions	2 200,00	14,1893	31 216,46
Nadeau Marie-José	28/02/2023	Acquisition	Actions	2 300,00	13,8960	31 960,80
Arbola Sébastien	15/03/2022	Acquisition d'actions de performance ⁽¹⁾	Actions	12 001,00	⁽²⁾	⁽²⁾
Almirante Paulo	15/03/2022	Acquisition d'actions de performance ⁽¹⁾	Actions	50 832,00	⁽²⁾	⁽²⁾
Demaille Frank	15/03/2023	Acquisition d'actions de performance ⁽¹⁾	Actions	10 667,00	⁽²⁾	⁽²⁾
Prévieu Cécile	15/03/2023	Acquisition d'actions de performance ⁽¹⁾	Actions	12 708,00	⁽²⁾	⁽²⁾
Waysand Claire	15/03/2023	Acquisition d'actions de performance ⁽¹⁾	Actions	42 360,00	⁽²⁾	⁽²⁾
MacGregor Catherine	25/08/2023	Acquisition	Actions	15 000,00	14,7555	221 332,50

(1) Acquisition d'Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice 2019.

(2) Dès lors que les Actions de Performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action d'ENGIE étant précisé qu'au 15 mars 2023, le cours de bourse de l'action d'ENGIE s'élevait à 14,062 euros.

4.3 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES EN MATIÈRE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

Pour prévenir les situations de conflits d'intérêts au sein des sociétés anonymes, le Code de commerce prévoit une procédure d'autorisation et de contrôle des conventions entre la Société et ses mandataires sociaux ou ses actionnaires significatifs.

Il en est de même des conventions conclues avec une autre société avec qui elle a des mandataires sociaux communs.

Cette procédure d'autorisation et de contrôle des conventions réglementées est organisée en cinq phases :

- information du Conseil d'Administration ;
- autorisation préalable de toute conclusion, modification, renouvellement et résiliation d'une convention réglementée par le Conseil d'Administration ;

- information des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées autorisées au cours de l'exercice et sur celles déjà autorisées et dont l'effet perdure dans le temps ;

- rapport spécial des Commissaires aux comptes ; et
- consultation de l'Assemblée Générale Ordinaire. Après avoir pris connaissance du rapport spécial des Commissaires aux comptes, l'Assemblée approuve ou désapprouve les conventions.

Sans être formellement soumises à cette procédure, les conventions déjà autorisées et dont l'exécution se poursuit, font l'objet d'un examen annuel par le Conseil.

Leur existence et leurs conséquences sont rappelées dans le rapport présenté par les Commissaires aux comptes à l'Assemblée Générale (Section 4.5).

4.3.1 CONVENTIONS PORTANT SUR DES OPÉRATIONS COURANTES ET CONCLUES À DES CONDITIONS NORMALES

Conformément aux dispositions de l'article L.22-10-12 du Code de Commerce et sur recommandation du Comité d'Audit, le Conseil d'Administration a adopté le 17 décembre 2019 une procédure permettant d'évaluer si les conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales par la Société remplissent bien ces conditions (www.engie.com/statuts-ENGIE).

Un comité interne au sein du Secrétariat Général d'ENGIE, informé de tout projet de convention susceptible d'être qualifié de convention réglementée ou de convention courante, a pour mission d'analyser les caractéristiques de

ladite convention et ainsi de la soumettre soit à la procédure d'autorisation et de contrôle prévue pour les conventions réglementées, soit de la qualifier de convention portant sur des opérations courantes conclues à des conditions normales.

Cette procédure prévoit également un suivi sous forme d'information annuelle sur sa mise en œuvre au Comité d'Audit et au Conseil d'Administration. Dans le respect de la réglementation, il est aussi rappelé que les personnes directement ou indirectement intéressées à l'une desdites conventions ne participent ni aux débats ni aux votes relatifs à leur évaluation et leur adoption.

4.3.2 CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES ET TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées visées aux articles L. 225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2023 figure à la Section 4.5.

Le détail des opérations avec les parties liées telles que visées par les normes adoptées conformément au Règlement européen (CE) 1606/2002, figure à la Note 20 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

4.3.3 CONTRATS DE SERVICE LIANT LES MEMBRES DES ORGANES D'ADMINISTRATION OU DE DIRECTION

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.3.4 AUTORISATIONS RELATIVES AU CAPITAL ET AUX VALEURS MOBILIÈRES DONNANT DROIT À ATTRIBUTION DE TITRES DE CRÉANCES ET UTILISATION DES AUTORISATIONS

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
16 ^e	Émissions d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS ⁽¹⁾ <i>(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)</i>	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (19 ^e résolution)	225 millions d'euros pour les actions ⁽²⁾⁽³⁾ et 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
17 ^e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS ⁽¹⁾ <i>(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)</i>	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (20 ^e résolution)	225 millions d'euros pour les actions ⁽²⁾⁽³⁾ et 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
18 ^e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS ⁽¹⁾ dans le cadre d'une offre visée à l'article L.411-2, 1 ^o du Code monétaire et financier <i>(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)</i>	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (21 ^e résolution)	225 millions d'euros pour les actions ⁽²⁾⁽³⁾ et 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
19 ^e	Augmentation du montant des augmentations de capital (<i>green-shoe</i>) réalisées en applications des 16 ^e , 17 ^e et 18 ^e résolutions (<i>utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique</i>)	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (22 ^e résolution)	Maximum de 15% de l'émission initiale ⁽²⁾⁽³⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
20 ^e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10% du capital social (<i>utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique</i>)	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (23 ^e résolution)	225 millions d'euros pour les actions ⁽²⁾⁽³⁾ et 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
22 ^e	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (<i>utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique</i>)	26 mois jusqu'au 20 juin 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 14/05/2020 (25 ^e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
26 ^e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	38 mois jusqu'au 20 juin 2025 Met fin, à hauteur de la partie non utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (18 ^e résolution)	0,75% du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), plafond commun aux 26^e et 27^e résolutions de l'AGM du 21/04/2022	<u>En date du 22 décembre 2022</u> Attribution de 247 163 actions gratuites au titre de l'abondement de la formule classique internationale de l'opération Link 2022 • soit une attribution totale de 0,01% du capital au 31 décembre 2022	0,51% du capital ⁽⁴⁾

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
27 ^e	Autorisation à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du groupe ENGIE (y compris les mandataires sociaux exécutifs la société ENGIE)	38 mois jusqu'au 20 juin 2025 Met fin, à hauteur de la partie non utilisée, à la délégation donnée par l'AGM du 20/05/2021 (19 ^e résolution)	0,75% du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), plafond commun aux 26^e et 27^e résolutions de l'AGM du 21/04/2022	Pour 2022 - En date du 21 avril 2022 Attribution de 120 000 actions de performance à la Directrice Générale ; - En date du 8 décembre 2022 Attribution de 4 739 350 actions de performance soit une attribution totale de 0,20% du capital au 31 décembre 2022 Pour 2023 - En date du 20 février 2023 Attribution de 713 305 actions de performance, dont 120 000 actions de performance à la Directrice Générale, soit une attribution totale de 0,024% du capital au 20 février 2023. Soit une attribution totale sur 2022 et 2023 de 0,24% au 31 décembre 2023.	0,51% du capital ⁽⁴⁾

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 26 avril 2023

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
5 ^e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	18 mois jusqu'au 25 octobre 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (5 ^e résolution)	Prix maximum d'achat : 30 € Détenition maximum : 10% du capital Montant cumulé des acquisitions : 7,3 milliards d'euros Non utilisable en période d'offre publique visant la société	Détention au 31/12/2023 de 0,57 % du capital social	Reste 9,43% du capital
14 ^e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du groupe ENGIE	26 mois jusqu'au 25 juin 2025 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (24 ^e résolution)	2% du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation. Montant commun avec la 15^e résolution de l'AGM du 26/04/2023 ⁽³⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
15 ^e	Augmentation de capital réservée à toutes entités constituées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du groupe ENGIE	18 mois jusqu'au 25 octobre 2024 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (25 ^e résolution)	0,5% du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 15^e résolution de l'AGM du 26/04/2023 ⁽³⁾	Néant	Intégralité de l'autorisation
16 ^e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	26 mois jusqu'au 25 juin 2025 Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 21/04/2022 (23 ^e résolution)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) DPS : Droit Préférentiel de Souscription.

(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 16^e, 17^e, 18^e, 19^e et 20^e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022.(3) Plafond commun fixé par la 21^e résolution de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022, aux 16^e, 17^e, 18^e, 19^e, 20^e, 24^e et 25^e résolutions de la même Assemblée, et aux 14^e et 15^e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 26 avril 2023 : 265 millions d'euros pour les actions et de 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières représentatives de créances.(4) Montant commun non utilisé pour les autorisations décidées au titre des 26^e et 27^e résolutions de l'Assemblée Générale Mixte du 21 avril 2022.

4.3.5 DISPOSITIONS STATUTAIRES APPLICABLES À LA PARTICIPATION DES ACTIONNAIRES AUX ASSEMBLÉES GÉNÉRALES

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

4.3.6 INFORMATIONS RELATIVES AUX ÉLÉMENTS SUSCEPTIBLES D'AVOIR UNE INCIDENCE EN CAS D'OPA OU D'OPE

Conformément à l'article L. 22-10-11 du Code de commerce, les éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange sont précisés aux Sections 3.4.4.1 "Protection sociale, épargne salariale, rémunération et actionnariat salarié", 4.1 "Organisation et fonctionnement de la gouvernance", 4.1.2 "Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.2 "Rémunération des mandataires sociaux et des membres du Comité exécutif",

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015, le capital social comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie (voir Section 5.4.4 "Action spécifique").

4.3.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.3.5 "Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales", 5.4.2 "Répartition du capital", 5.4.3 "Franchissement de seuils légaux", 5.4.4 "Action spécifique" et 7.1 "Informations générales concernant ENGIE et ses statuts".

4.3.7 MANDATS DES COMMISSAIRES AUX COMPTES

Deloitte & Associés

Société représentée par M. Patrick Suissa et Mme Nadia Laadouli.

6, place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

Deloitte & Associés, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Ernst & Young et Autres

Société représentée par MM. Charles-Emmanuel Chosson et Guillaume Rouger.

1/2, place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 14 mai 2020 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2026 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Antérieurement, le cabinet Ernst & Young Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

4.4 CODE DE GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE

ENGIE poursuit son attachement à l'application des règles en matière de gouvernement d'entreprise, en se référant au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées, actualisé en décembre 2022, à l'exception des points suivants :

Recommandations du Code AFEP-MEDEF	Explications
<u>18.1 Composition</u> S'agissant du Comité des nominations, il ne doit comporter aucun dirigeant mandataire social exécutif et être composé majoritairement d'administrateurs indépendants. Il est recommandé que le président du comité soit indépendant et qu'un administrateur salarié en soit membre.	Chacun des comités du Conseil comprend soit un administrateur salarié, soit un administrateur représentant les salariés actionnaires. En cohérence avec la prise de fonctions de deux nouveaux administrateurs salariés, et l'adéquation des profils avec les participations au Comité, ENGIE a pris la décision de nommer en qualité de membre au CNRG, une Administratrice représentant les salariés actionnaires. Un éventuel ajustement sera étudié à l'échéance du mandat de l'Administratrice représentant les salariés actionnaires, en 2025.

4.5 RAPPORT SPÉCIAL DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES CONVENTIONS RÉGLEMENTÉES

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2023

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

En notre qualité de Commissaires aux comptes de votre société, nous vous présentons notre rapport sur les conventions réglementées.

Il nous appartient de vous communiquer, sur la base des informations qui nous ont été données, les caractéristiques, les modalités essentielles ainsi que les motifs justifiant de l'intérêt pour la société des conventions dont nous avons été avisés ou que nous aurions découvertes à l'occasion de notre mission, sans avoir à nous prononcer sur leur utilité et leur bien-fondé ni à rechercher l'existence d'autres conventions. Il vous appartient, selon les termes de l'article R. 225-31 du Code de commerce, d'apprécier l'intérêt qui s'attachait à la conclusion de ces conventions en vue de leur approbation.

Par ailleurs, il nous appartient, le cas échéant, de vous communiquer les informations prévues à l'article R. 225-31 du Code de commerce relatives à l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, des conventions déjà approuvées par l'assemblée générale.

Nous avons mis en œuvre les diligences que nous avons estimé nécessaires au regard de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette mission. Ces diligences ont consisté à vérifier la concordance des informations qui nous ont été données avec les documents de base dont elles sont issues.

Conventions soumises à l'approbation de l'assemblée générale

Nous vous informons qu'il ne nous a été donné avis d'aucune convention autorisée et conclue au cours de l'exercice écoulé à soumettre à l'approbation de l'assemblée générale en application des dispositions de l'article L. 225-38 du Code de commerce.

Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, président du conseil d'administration de votre société

a) Couverture de prévoyance

Nature, objet et modalités

Votre conseil d'administration, lors de sa séance du 19 juin 2018, a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Couverture de frais de santé

Nature, objet et modalités

Votre conseil d'administration, lors de sa séance du 11 décembre 2018, a décidé d'accorder au président du conseil d'administration un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants de votre société en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par votre société. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024
Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa

Nadia Laadoui

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson

Guillaume Rouger

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT

5.1 Informations sur le capital	220	5.3 Obligations vertes	223
5.1.1 Capital social et droits de vote	220	5.3.1 Description de l'obligation	223
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital	220	5.3.2 Projets et critères d'éligibilité	225
5.1.3 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices	221	5.3.3 Projets Éligibles Verts	225
5.1.4 Rachat d'actions	221	5.3.4 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur les informations relatives à l'affectation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bond » du 11 janvier 2023, du 3 avril 2023, du 4 juillet 2023 et du 6 septembre 2023	230
5.2 Titres non représentatifs du capital	222	5.4 Actionnariat	232
5.2.1 Titres super-subordonnés	222	5.4.1 Cotation boursière	232
5.2.2 Programme <i>Euro Medium Term Note</i> (EMTN)	222	5.4.2 Répartition du capital	232
5.2.3 Emprunts obligataires	222	5.4.3 Franchissement de seuils légaux	233
		5.4.4 Action spécifique	233
		5.4.5 Politique de distribution des dividendes	234
		5.4.6 Pacte d'actionnaires	234
		5.5 Calendrier des communications financières	234



5.1 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL

5.1.1 CAPITAL SOCIAL ET DROITS DE VOTE

5.1.1.1 Capital social

Les actions ENGIE sont cotées en bourse sur le compartiment A d'Euronext Paris et Euronext Bruxelles sous le code ISIN FR0010208488 et le code mnémonique ENGI. L'action ENGIE fait partie de l'indice CAC 40, principal indice publié par Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les principaux indices

suivants : SBF 120, STOXX Europe 600, STOXX Europe 600 Utilities, Euro STOXX Utilities, MSCI Europe, MSCI Europe Utilities.

Au 31 décembre 2023, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

<i>En millions d'euros</i>	Valeur totale	2024	2025	2026	2027	2028	De 2026 à 2029	> 2029	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	190	184	-	-	-	-	-	6	8 449	2,2%
Immobilisations corporelles	1 625	206	4	17	2	2	19	1 376	57 950	2,8%
Titres de participation	2 985	277	20	-	478	-	26	2 184	11 339	26,3%
Comptes bancaires	479	240	90	51	11	23	5	60	16 578	2,9%
Autres actifs	700	538	57	9	25	12	10	49	50 362	1,4%
TOTAL	5 979	1 445	171	76	516	37	60	3 675	144 678	4,1%

Remarque : le total du nantissement sur titres peut porter sur des titres consolidés dont la valeur est nulle dans le bilan consolidé (élimination de ces titres par la consolidation).

5.1.1.3 Droits de vote

Chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles.

Toutefois, conformément à l'article L. 22-10-46 et L. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double.

Au 31 décembre 2023, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 199 086 726 droits de vote théoriques.

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie tel que modifié par la loi n° 2019-486 du 22 mai 2019, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Par ailleurs, conformément au Code de l'énergie et au décret n° 2007-1790 du 20 décembre 2007, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique (pour plus d'information se référer à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

5.1.2 CAPITAL POTENTIEL ET TITRES DONNANT ACCÈS AU CAPITAL

Au 31 décembre 2023, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 ÉVOLUTION DU CAPITAL AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Date	Événement	Nominal (en euros)	Prime (en euros)	Capital (en euros)	Nombre d'actions	Valeur nominale par action (en euro)
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 2 310 951 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2022)	2 310 951	22 000 254	2 437 595 962	2 437 595 962	1,00
22/12/2022	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 770 823 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée au profit de <i>Link International Employees</i> (Link 2022)	770 823	7 338 235	2 438 366 785	2 438 366 785	1,00
22/12/2022	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 3 081 774 actions auto-détenues	3 081 774	-	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00

5.1.4 RACHAT D'ACTIONS

5.1.4.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 26 avril 2023, dans sa 5^e résolution, a autorisé la Société à opérer sur ses propres actions en vue de la gestion de ses fonds propres dans les conditions fixées par les conditions légales et réglementaires applicables.

Conditions d'achat :

- prix d'achat maximum unitaire autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition) ;
- nombre maximum d'actions pouvant être achetées pendant la durée du programme : 10% du capital social ;
- montant maximum cumulé des acquisitions, net de frais : 7,3 milliards d'euros.

Un contrat de liquidité d'un an, renouvelable par tacite reconduction, d'un montant initial de 55 millions d'euros a été conclu le 2 mai 2006 sur Euronext Paris avec Rothschild et Cie Banque. Ce contrat a fait l'objet de divers amendements, le dernier amendement significatif ayant été signé le 24 janvier 2019 afin de se mettre en conformité avec la décision du 2 juillet 2018 de l'AMF fixant le montant maximum du contrat à 50 millions d'euros, à compter du 1^{er} janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2023.

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2023, la Société a acquis 28 238 105 actions pour une valeur globale de 409,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,51 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 28 238 105 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 410 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,52 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2023, ENGIE a acquis 3 755 821 actions pour une valeur globale de 56,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 15,12 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2024, ENGIE a acquis 7 019 612 actions pour une valeur globale de 104,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,93 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 6 584 612 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 98,0 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 14,89 euros).

Par ailleurs, entre le 1^{er} janvier et le 29 février 2024, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

Au 29 février 2024, la Société détenait 0,59% de son capital, soit 14 268 188 actions en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale du 30 avril 2024

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-5 du Règlement général de l'AMF, de décrire les objectifs et les modalités du programme de rachat par ENGIE de ses propres actions qui sera soumis à l'Assemblée Générale convoquée le 30 avril 2024.

A. Principales caractéristiques du programme

Les principales caractéristiques potentielles de ce programme sont précisées ci-après :

- titres concernés : actions cotées sur l'Eurolist – SRD à la bourse de Paris, ou Eurolist à la bourse de Bruxelles ;

- pourcentage de rachat maximum autorisé par l'Assemblée Générale : 10% du capital social ;
- prix d'achat unitaire maximum autorisé : 30 euros (hors frais d'acquisition).

B. Objectifs du programme de rachat

Les objectifs poursuivis par ENGIE dans le cadre de ce programme de rachat d'actions sont présentés ci-après :

- l'animation du cours par un prestataire de services d'investissements dans le cadre de contrats de liquidité ;
- l'annulation ultérieure des actions rachetées dans le cadre d'une réduction de capital qui serait décidée ou autorisée par l'Assemblée Générale Extraordinaire ;
- l'attribution ou la cession d'actions à des salariés ou anciens salariés ou à des mandataires sociaux ou anciens mandataires sociaux du Groupe ;
- la mise en œuvre de plans d'options d'actions, d'attribution gratuite d'actions existantes ou de plans d'actionnariat salarié mis en place dans le cadre de plans d'épargne salariale ;
- l'attribution ou la cession d'actions à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- la conservation et la remise ultérieure d'actions à l'échange ou en paiement dans le cadre d'opération de croissance externe, dans la limite de 5% du capital social ;
- la couverture de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution d'actions de la Société par remise d'actions à l'occasion de l'exercice de droits attachés à des valeurs mobilières donnant droit par remboursement, conversion,

échanges, présentation d'un bon ou de toute autre manière à l'attribution d'actions de la Société ;

- la mise en œuvre de toute pratique de marché admise ou qui viendrait à être admise par les autorités de marché.

C. Modalités**Part maximale du capital pouvant être acquise et montant maximal payable par ENGIE**

La part maximale du capital acquise par ENGIE ne pourra dépasser 10% du capital de la Société estimé à la date de l'Assemblée Générale, soit 243,5 millions d'actions environ, pour un montant maximal théorique de 7,3 milliards d'euros. ENGIE se réserve la faculté d'utiliser l'intégralité du programme autorisé.

ENGIE détenait directement, au 31 décembre 2023, 13 835 367 actions, soit 0,57% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée Générale, porter sur 229,7 millions d'actions, représentant 9,43% du capital, soit un montant maximum de 6,9 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter du 30 avril 2024, date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 29 octobre 2025.

5.1.4.3 Valeur comptable et valeur nominale

La valeur comptable et la valeur nominale des actions détenues par ENGIE elle-même ou en son nom, ou par ses filiales sont indiquées respectivement à la Note 7 "Valeurs mobilières de placement" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" et à la Section 5.1.3. "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 TITRES NON REPRÉSENTATIFS DU CAPITAL**5.2.1 TITRES SUPER-SUBORDONNÉS**

Aucune opération d'émission ou de rachat de titres super-subordonnés à durée indéterminée n'a été lancée en 2023. L'encours des titres super-subordonnés s'établit au 31 décembre 2023 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement ⁽¹⁾	Montant en cours (en millions d'euros)	Place de cotation	Code ISIN
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	337,8	Paris	FR0011942283
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/11/2024	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/04/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/05/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2
EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle	02/01/2031	705,1	Paris	FR00140046Y4

(1) First Call Date, ou date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa3 par Moody's, BBB- par Standard & Poor's et BBB par Fitch.

Conformément aux dispositions d'IAS 32, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe (voir Note 16.2.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

5.2.2 PROGRAMME EURO MEDIUM TERM NOTE (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'Euro Medium Term Note (EMTN) de 30 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de 12 mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com/finance/credit/programmes-obligataires).

5.2.3 EMPRUNTS OBLIGATAIRES

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2023 émises par la Société sont détaillées en Note 11 "Dettes financières" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

5.3 OBLIGATIONS VERTES

5.3.1 DESCRIPTION DE L'OBLIGATION

Pour accompagner son plan de développement en ligne avec sa raison d'être, notamment dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique, ENGIE a procédé en 2023 à l'émission de 8 nouvelles obligations vertes (*Green Bond*) en 3 devises pour des montants totaux de respectivement 4 825 millions d'euros, 650 millions de livres sterling, et 415 millions de francs suisses.

Une obligation verte d'un montant de 500 millions d'euros émise en 2017 a par ailleurs été remboursée à son échéance contractuelle en février 2023.

Suite à ces opérations, l'encours d'obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2023 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours (en millions de devises)	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 246,3	Paris	FR0011911247	Documents de Référence 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	478	Paris	FR0013245859	Document de Référence 2017
	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
Senior	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	Document de Référence 2018
Hybride	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle (28/11/2024 ⁽¹⁾)	1 000	Paris	FR0013398229	Document d'enregistrement universel 2019
Senior	EUR	0,375%	21/06/2019	21/06/2027	750	Paris	FR0013428489	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	1,375%	21/06/2019	21/06/2039	750	Paris	FR0013428513	
Senior	EUR	0,500%	24/10/2019	24/10/2030	900	Paris	FR0013455813	Document d'enregistrement universel 2020
Senior	EUR	1,750%	27/03/2020	27/03/2028	750	Paris	FR0013504677	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybride	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle (30/05/2028 ⁽¹⁾)	850	Paris	FR0014000RR2	Documents d'enregistrement universel 2020 et 2021
Hybride	EUR	1,875%	02/07/2021	Perpétuelle (02/01/2031 ⁽¹⁾)	705,1	Paris	FR00140046Y4	Document d'enregistrement universel 2021
Senior	EUR	0,375%	26/10/2021	26/10/2029	750	Paris	FR0014005ZP8	Document d'enregistrement universel 2021 et 2022
	EUR	1,000%	26/10/2021	26/10/2036	750	Paris	FR0014005ZQ6	
Senior	EUR	3,500%	27/09/2022	27/09/2029	650	Paris	FR001400A1H6	Document d'enregistrement universel 2022
Senior	EUR	3,625%	11/01/2023	11/01/2030	1 100 ⁽²⁾	Paris	FR001400F1G3	Document d'enregistrement universel 2023
	EUR	4,000%	11/01/2023	11/01/2035	1 175 ⁽²⁾	Paris	FR001400F1I9	
	EUR	4,250%	11/01/2023	11/01/2043	750	Paris	FR001400F1M1	
Senior	GBP	5,625%	03/04/2023	03/04/2053	650	Paris	FR001400H1V0	Document d'enregistrement universel 2023

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours (en millions de devises)	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	CHF	2,340%	04/07/2023	04/01/2027	190	SIX	CH1277582008	Document d'enregistrement universel 2023
	CHF	2,490%	04/07/2023	04/07/2031	225	SIX	CH1277582016	
Senior	EUR	4,500%	06/09/2023	06/09/2042	900	Paris	FR001400KHI6	Document d'enregistrement universel 2023
Senior	EUR	3,875%	06/12/2023	06/12/2033	900	Paris	FR001400MF86	-

(1) First Call Date, ou date de remboursement anticipé la plus proche selon conditions applicables.

(2) Incluant augmentation par opération de TAP.

Le total émis par ENGIE en *Green Bonds* atteint 20,89 milliards d'euros fin 2023, dont 17,87 milliards d'euros toujours en cours. Le volume d'émission de nouvelles obligations vertes a atteint un niveau record en 2023 avec un montant équivalent à 5,99 milliards d'euros. ENGIE maintient donc son *leadership* et son engagement à jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique tout en accompagnant le développement de la finance verte.

Les *Green Bonds* répondent aux dispositions d'un cadre de référence (le *Green Bond Framework*, mis à jour et rebaptisé en mars 2020 *Green Financing Framework*, et ayant fait l'objet d'une nouvelle mise à jour en juin 2023) qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : www.engie.com/finance/credit/finance-verte.

Les principes du *Green Financing Framework* de juin 2023, établis dans la continuité du *Green Financing Framework* de mars 2020, sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets supportant la transition vers une économie bas carbone en lien direct avec la stratégie d'ENGIE (les "Projets Éligibles Verts"). Les Projets Éligibles Verts doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques. Les critères d'éligibilité ont été déterminés par ENGIE et validés par Moody's Investors Service. La *Second Party Opinion* délivrée par Moody's est disponible sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/MIS%20SPO_Engie_Final_20230613.pdf ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles Verts (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'enregistrement universel, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Éligibles Verts réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des dépenses de type Capex ou Opex dans des Projets Éligibles Verts ayant eu lieu dans les 24 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert (vs. *Green Financing Framework* de mars 2020 : sans limite de temps s'agissant de dépenses de type Capex, et ayant eu lieu dans les 24 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert pour les dépenses de type Opex). Les montants alloués sont calculés

après déduction d'éventuels financements externes dédiés aux projets concernés ;

- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis par ENGIE. Pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 50% des fonds levés à des nouvelles dépenses (dans des Projets Éligibles Verts) n'ayant pas fait l'objet d'allocations préalables (vs. *Green Financing Framework* de mars 2020 : 25%);
- au 31 décembre de chaque année, le Groupe dispose en trésorerie (et équivalents de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le(s) *Green Bond(s)*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles Verts à cette date.

ENGIE ambitionne d'allouer complètement chaque *Green Bond* dans un délai de deux ans à compter de la date d'émission (trois ans si l'obligation a une durée de 10 ans ou plus). Lorsque, pour un exercice considéré, plusieurs *Green Bonds* doivent être alloués, l'allocation de l'exercice sera effectuée, dans la mesure du possible, selon les principes suivants :

- d'abord par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises en premier ;
- ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue.

Dans le cas spécifique de refinancement de Projets Éligibles Verts, ces derniers seront alloués à tous les *Green Bonds* en proportion des montants qui doivent encore leur être alloués. Il est cependant précisé qu'en cas de rachat de *Green Bonds* avec nouvelle émission verte concomitante, la réallocation des Projets Éligibles Verts sera faite par priorité à cette nouvelle émission.

Conformément à ses engagements, ENGIE a demandé à l'un de ses Commissaires aux comptes (Deloitte & Associés), de produire une attestation portant sur le respect des critères d'éligibilité des projets retenus et sur l'affectation des montants auxdits projets (voir Section 5.3.4).

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association (Green Bond Principles)* concernant :

- l'utilisation des fonds levés ;
- les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles Verts ;
- la gestion des fonds levés ; et
- les modalités de *reporting*.

5.3.2 PROJETS ET CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ

Les catégories de projets couverts par le *Green Financing Framework* de 2023 sont les suivantes :

- production d'énergie renouvelable (hydraulique, géothermie, éolien, solaire, bioénergie, hydrogène bas carbone, énergie marine) ;
- stockage d'énergie (stockage d'électricité par pompage turbinage et batteries) ;
- infrastructure de transport et de distribution (d'électricité, de gaz renouvelables et bas carbone)
- efficacité énergétique (dont Réseau urbain de chauffage et de froid) ;
- mobilité propre (dont bornes de recharge électrique).

Les catégories additionnelles suivantes sont également reprises dans le *Green Financing Framework* de 2020 :

- bâtiments verts ;
- capture et stockage de carbone ;

- gestion durable de ressources naturelles vivantes et de l'utilisation du sol.

Elles n'ont reçu aucune allocation en 2023 et ont été supprimées du *Green Financing Framework* de 2023.

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE à l'adresse suivante : https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2023-06/20230613_Engie_Green_Framework%20%28VDEF%29.pdf.

En 2017, un Comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché, les Projets Éligibles Verts et valider l'allocation des *Green Bonds*. Il est coanimé par la Direction de la RSE et la Direction Financière, et réunit la Direction des Achats, la Direction *Global Care* et les principales GBU concernées.

5.3.3 PROJETS ÉLIGIBLES VERTS

Au cours de l'année 2023, le Groupe a procédé à l'allocation de 4,96 milliards d'euros de Projets Éligibles Verts, selon la répartition suivante :

En millions d'euros <i>Green Bond</i> alloué	<i>Green Financing Framework</i> applicable	Montant nominal	Montant alloué en 2023		Solde à allouer
			Réallocations suite à rachat/remboursement	Nouvelles allocations	
Senior 7 ans janvier 2023 (ISIN FR001400F1G3)	mars 2020	1 100	56,3	1 043,7	-
Senior 12 ans janvier 2023 (ISIN FR001400F1I9)	mars 2020	1 175	60,1	1 114,9	-
Senior 20 ans janvier 2023 (ISIN FR001400F1M1)	mars 2020	750	38,4	711,6	-
Senior 30 ans GBP avril 2023 (ISIN FR001400H1V0)	mars 2020	740,2 ⁽¹⁾	37,9	702,3	-
Senior 3,5 ans CHF juillet 2023 (ISIN CH1277582008)	juin 2023	194,7 ⁽¹⁾	10,0	184,7	-
Senior 8 ans CHF juillet 2023 (ISIN CH1277582016)	juin 2023	230,6 ⁽¹⁾	11,8	218,8	-
Senior 19 ans septembre 2023 (ISIN FR001400KHI6)	juin 2023	900	39,2	726,9	133,9
Senior 10 ans décembre 2023 (ISIN FR001400MF86)	juin 2023	900	-	-	900
TOTAL		5 990,5	253,6	4 703,0	1 033,9

(1) Montant nominal de l'émission en devise converti en euros au taux de la couverture de change / ou taux historique.

Ces allocations ont permis d'allouer la totalité des fonds levés par les six *Green Bonds* émis entre janvier et juillet 2023, et d'allouer partiellement le *Green Bond* de septembre 2023. Conformément au principe d'allocation par ordre d'ancienneté, le *Green Bond* émis en décembre 2023 n'a fait l'objet d'aucune allocation en 2023.

5.3.3.1 Réallocation suite à remboursement

Dans le contexte du remboursement susmentionné du *Green Bond* de 500 millions d'euros émis en 2017 (FR0013284247), les obligations vertes émises entre janvier et septembre 2023 ont bénéficié de la réallocation partielle des Projets Éligibles Verts alloués à l'obligation remboursée.

La répartition des réallocations sur les *Green Bonds* émis entre janvier et septembre 2023 est proportionnelle aux soldes respectifs de fonds devant être alloués sur ces tranches.

Le montant total réalloué s'élève à 253,6 millions d'euros et est établi sur base du montant d'allocation initial aux

différents Projets Éligibles Verts répondant aux critères des *Green Financing Framework* de 2020 et 2023.

La production d'énergie renouvelable solaire constitue la principale catégorie de projets réalloués (123,3 millions d'euros), suivie par l'éolien (107,7 millions d'euros), la transmission électrique (19,2 millions d'euros) et la bioénergie (3,2 millions d'euros).

Les montants réalloués portent sur des Projets Éligibles Verts situés dans les zones géographiques suivantes : Amérique du Sud 37%, Europe 24%, Afrique 21%, Amérique du Nord 16%, et Asie/Océanie 2 %.

5.3.3.2 Nouvelles allocations

Les principaux Projets Éligibles Verts financés par le produit des émissions *Green Bond* réalisées entre janvier et septembre 2023 et qui répondent aux conditions (des *Green Financing Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit :

			Jan. 23		Avr. 23		Juil. 23		Sept.23
			Senior 1 100M € 7 ans	Senior 1 175M € 12 ans	Senior 750M € 20 ans	Senior 650M GBP 30 ans	Senior 190M CHF 3,5 ans	Senior 225M CHF 8 ans	Senior 900M € 19 ans
En millions d'euros	Projets	Pays							
Production d'énergie renouvelable									
Solaire			294,8	314,9	201,0	198,3	52,2	61,8	205,3
Amérique du Nord	Chillingham, Five Wells, Hopkins, Powells Creek, Ray Ranch, River Ferry, Salt City, Sandy Branch	États-Unis							
Europe	ENGIE Green, CN'AIR	France							
	Divers projets PV	Italie, Roumanie, Allemagne							
Asie et Océanie	Raghanesda, divers	Inde, Australie							
Amérique du Sud	Calpulapan	Mexique							
Afrique	Kathu	Afrique du Sud							
Éolien			177,3	189,4	120,9	119,3	31,4	37,2	123,5
Europe	ENGIE Green, CN'AIR	France							
	OW, Meridion Beniilde	Espagne							
	Porto Torres, Ramingallo, Turna	Italie							
	Victoria, projets repowering	Allemagne							
	Projets repowering	Belgique							
Amérique du Nord	Century Oak, Limestone, North Bend	États-Unis							
Hydropower			63,4	67,7	43,2	42,7	11,2	13,3	44,1
Europe	CNR, SHEMA, CN'AIR	France							
	Divers small hydro	Allemagne, Belgique							
Bioénergie			29,8	31,8	20,3	20,1	5,3	6,2	20,8
Europe	Ixora (M&A)	Royaume-Unis							
	ENGIE Bioz (biomethane), chaufferies biomasse pour réseaux de chaleurs	France							
	Projets biomasse	Portugal, Pologne							
Hydrogène bas carbone			2,8	3,0	1,9	1,9	0,5	0,6	1,9
Asie et Océanie	Yuri	Australie							
Géothermie			0,9	0,9	0,6	0,6	0,2	0,2	0,6
Europe	Champs sur Marnes, Georueil, Meudon	France							
R&D			5,5	5,8	3,7	3,7	1,0	1,1	3,8
Europe	R&D	France							

En millions d'euros	Projets	Pays	Jan. 23	Avr. 23	Jul. 23	Sept.23			
			Senior 1 100M € 7 ans	Senior 1 175M € 12 ans	Senior 750M € 20 ans	Senior 650M GBP 30 ans	Senior 190M CHF 3,5 ans	Senior 225M CHF 8 ans	Senior 900M € 19 ans
Stockage d'énergie									
Stockage d'électricité			377,0	402,7	257,1	253,7	66,7	79,0	262,6
Amérique du Nord	Broad Reach Power (M&A), Battery Energy Storage Systems liés à des actifs renouvelables	États-Unis							
Europe	First Hydro (pompage turbinage)	Royaume-Uni							
	Coo (pompage turbinage), Vilvoorde BESS	Belgique							
Asie et Océanie	Hazelwood BESS	Australie							
R&D			1,7	1,9	1,2	1,2	0,3	0,4	1,2
Europe	R&D	France							
Efficacité énergétique									
Efficacité énergétique			40,5	43,2	27,6	27,2	7,2	8,5	28,2
Europe	Réseaux urbains de chaleur et de froid	France							
	Eclairage public	Italie							
Moyen Orient	Projet Waste Heat Recovery industriel	Emirats Arabes Unis							
R&D			5,2	5,5	3,5	3,5	0,9	1,1	3,6
Europe	R&D	France							
Infrastructure de Transmission et Distribution									
Gaz renouvelables et bas carbone			34,3	36,7	23,4	23,1	6,1	7,2	23,9
Europe	Injection biométhane	France							
Mobilité propre									
Mobilité propre			10,6	11,3	7,2	7,1	1,9	2,2	7,4
Europe	Infrastructure de Recharge pour Véhicule Electrique	France, Belgique							
TOTAL			1 043,7	1 114,9	711,6	702,3	184,7	218,8	726,9

Les projets (et Capex associés) présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 4,70 milliards d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* émis entre janvier et septembre 2023, et ceci dans des proportions permettant de finaliser l'allocation des *Green Bonds* émis entre janvier et juillet 2023 et d'allouer partiellement le *Green Bond* émis en septembre 2023.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 et 2022 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence et d'enregistrement universel 2014 à 2022.

Les fonds alloués aux Projets Éligibles Verts durant l'année 2023 portent pour 1,2 milliard sur des investissements effectués durant 2022 et pour 3,5 milliards sur des investissements réalisés en 2023.

Les allocations retenues contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles Verts dans les domaines :

- des énergies renouvelables (énergie solaire, éolienne, hydraulique, bioénergie, hydrogène bas carbone, et/ou géothermie);
- du stockage d'énergie;
- de l'efficacité énergétique;
- des infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables;
- la mobilité propre

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une priorité stratégique. Le Groupe s'est fixé en 2021 pour objectif d'accélérer ses investissements dans les renouvelables lui permettant d'installer 3 GW de capacités supplémentaires en 2021, puis 4 GW par an en moyenne de 2022 à 2025, et enfin 6 GW par an à partir de 2026. La capacité installée de production centralisée et décentralisée d'électricité du Groupe prise à 100% pour ses métiers de production renouvelable s'élève à 41,4 GW en 2023 représentant 41% de sa capacité installée. ENGIE vise une part de 58% de capacités installées d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'électricité pris à 100% d'ici à 2030. En 2023, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables, principalement dans le domaine de l'éolien et du solaire, en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. Les investissements dans l'éolien en mer se sont poursuivis via la co-entreprise Ocean Winds. Le Groupe vise à atteindre 100% de gaz renouvelables dans son mix énergétique en 2050, avec l'objectif intermédiaire de disposer en 2030 d'une capacité de production de biométhane de 10 TWh/an en Europe. En France, ENGIE Bioz initie, développe, finance, construit et exploite des unités de production de biométhane, et compte parmi les leaders du marché. En septembre 2023, ENGIE a fait l'acquisition d'Ixora Energy Ltd, également un des leaders de la production de biométhane au Royaume-Uni avec une capacité de production de 160 GWh par an. Le Groupe a par ailleurs l'ambition de disposer d'une capacité de production de 4GW d'hydrogène par électrolyse en 2035.

Au cours de l'année 2023, un montant total de 2,6 milliards d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine des énergies renouvelables. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 2,36 million de tonnes de CO₂ éq./an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs Analyse de Cycle de Vie (ACV) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix énergétique du pays considéré. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des deux valeurs ACV susmentionnées par la capacité de la centrale et le taux d'utilisation moyen de la technologie. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

Les références des taux de fonctionnement des technologies par pays et des taux d'émission de CO₂/kWh moyen des mix par pays proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat (GIEC).

2) Le stockage d'énergie

Les solutions de stockage d'énergie jouent un rôle majeur dans la transition énergétique et sont un maillon essentiel des réseaux électriques. En stockant l'énergie produite aux heures où les sources éoliennes et solaires sont les plus productives, et/ou lorsque la demande est la plus faible, elles permettent de répondre aux besoins d'équilibre face à l'intermittence des énergies renouvelables dont la part dans la production énergétique est en croissance.

C'est dans cette optique qu'ENGIE investit dans des projets de pompage-turbinage et de batterie.

Les Projets Éligibles Verts concernés sont notamment :

- l'acquisition de Broad Reach Power, société basée à Houston et spécialisée dans les activités de stockage par batterie. La transaction porte sur 350 MW d'actifs opérationnels, 880 MW d'actifs en construction avec une mise en service attendue avant fin 2024 et 1,7 GW de projets à un stade avancé de développement ;
- les stations de pompage-turbinage Dinorwig (1 278 MW) et Ffestiniog (360 MW) au Royaume-Uni, détenues et opérées par First Hydro, filiale à 75% d'ENGIE ;
- la centrale de pompage-turbinage de Coe (Belgique) qui fait l'objet d'investissements pour l'extension de ses installations de stockage, permettant d'augmenter la puissance installée de 79 MW ;
- le projet batterie de stockage d'électricité à Hazelwood en Australie.

Au cours de l'année 2023, un montant total de 1,7 milliard d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine du stockage d'énergie. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,46 million de tonnes de CO₂ éq./an.

La méthodologie de calcul de la contribution aux émissions évitées pour les projets de stockage est basée sur une comparaison des facteurs d'émission de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et du scénario de référence. Dans certains cas, la turbine gaz est prise comme référence; dans d'autres cas, la référence est le réseau. ENGIE évalue la contribution aux émissions évitées des projets financés par le *Green Bond* en multipliant la différence des facteurs d'émission susmentionnés par la production moyenne des installations. La contribution aux émissions évitées est calculée pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

3) L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est un autre axe stratégique du Groupe. En 2023, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France.

Au cours de l'année 2023, un montant total de 206 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de l'efficacité énergétique. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,34 million de tonnes de CO₂ éq./an.

Le calcul des émissions évitées se fait en comparant le niveau d'émissions des projets ENGIE avec un scénario de référence, en l'occurrence l'utilisation d'un système individuel de chauffage au gaz lorsqu'il s'agit d'un réseau de chaleur, ou de climatisation lorsqu'il s'agit d'un réseau de froid. Les contributions aux émissions évitées de ces projets sont calculées pour une année de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

4) Les infrastructures de transmission et distribution de gaz renouvelables

En France, le Groupe poursuit ses efforts, au travers de ses métiers d'infrastructures, pour développer la filière de méthanisation des résidus organiques en gaz renouvelables et permettre leur valorisation par injection dans les réseaux de gaz. Cela concerne notamment les investissements pour raccorder des unités de production de biométhane aux réseaux de distribution et de transport d'ENGIE.

Au cours de l'année 2023, un montant d'investissements de 155 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans ces domaines. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de 0,49 million de tonnes de CO₂ éq./an.

La méthodologie de calcul de la contribution des projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs Analyse de Cycle de Vie (ACV) des émissions de la technique de production d'énergie mise en œuvre par le projet et des émissions du mix gaz du pays considéré.

5) La mobilité propre

ENGIE est fortement engagé auprès des collectivités territoriales, concessionnaires autoroutiers et entreprises pour déployer et mailler un réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques disponible et compétitif au bénéfice des usagers. Le Groupe a remporté plusieurs appels d'offres en France et Belgique sur ce marché en forte croissance.

Au cours de l'année 2023, un montant total de 48 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles Verts développés dans le domaine de la mobilité bas carbone. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,02 million de tonnes de CO₂ éq./an.

Le calcul des émissions évitées se fait en comparant le niveau d'émissions des projets ENGIE avec un scénario de référence, en l'occurrence l'utilisation pour la même distance parcourue de véhicules représentatifs du parc automobile moyen au niveau du pays ou de la région du projet, en tenant compte des tendances locales de décarbonation (électrification d'une partie du parc, verdissement des carburants). Les contributions aux émissions évitées de ces projets sont calculées pour une année moyenne de fonctionnement des projets, considérés en phase d'exploitation normale et pris à 100% quel que soit le taux de détention par le Groupe de ces projets.

5.3.3.3 Bilan au titre des allocations globales finalisées

5.3.3.3.1 Obligations vertes émises entre janvier et juillet 2023 :

FR001400F1G3, FR001400F1I9, FR001400F1M1, FR001400H1V0 CH1277582008, CH1277582016

L'allocation des *Green Bonds* susmentionnés porte sur le même ensemble de Projets Verts Eligibles, avec une répartition proportionnelle sur les différentes obligations visées. Les principales zones géographiques concernées par l'allocation sont l'Amérique du Nord et l'Europe avec respectivement

53,3% et 41,8% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales sous-catégories de projet concernées par l'allocation sont le stockage d'électricité 34,4%, le solaire 29,3% l'éolien 18,3%, l'hydroélectricité 5,8% et l'efficacité énergétique 4,2%.

Zone géographique	Montants alloués (en %)	Technologie	Montants alloués (en %)
Amérique du Nord	53,3%	Stockage d'électricité	34,4 %
Europe	41,8%	Solaire	29,3%
Amérique du Sud	2,6%	Éolien	18,3%
Afrique	1,4%	Hydraulique	5,8%
Asie et Océanie	0,8%	Efficacité énergétique	4,2%
Moyen Orient	0,1%	Autres (bioénergie, transmission et distribution d'électricité et de gaz renouvelables et bas carbone, géothermie, H ₂ bas carbone, mobilité propre)	8,0%

Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des impacts en termes d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (www.engie.com/rse/green-bonds).

5.3.4 RAPPORT DE L'UN DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES INFORMATIONS RELATIVES À L'AFFECTATION, AU 31 DÉCEMBRE 2023, DES FONDS LEVÉS DANS LE CADRE DES ÉMISSIONS OBLIGATAIRES « GREEN BOND » DU 11 JANVIER 2023, DU 3 AVRIL 2023, DU 4 JUILLET 2023 ET DU 6 SEPTEMBRE 2023

Exercice clos le 31 décembre 2023

A la Directrice générale,

En notre qualité de commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la « **Société** »), et conformément à votre demande, nous avons mené des travaux visant à formuler un avis motivé exprimant une conclusion d'assurance modérée sur les informations suivantes ("les Informations") :

- l'allocation, au 31 décembre 2023, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires « Green Bond » du 11 janvier 2023 pour un montant total de 3 025 millions d'euros en trois tranches, du 3 avril 2023 pour un montant de 650 millions de livres sterling, du 4 juillet 2023 pour un montant total de 415 millions de francs suisses en deux tranches et du 6 septembre pour un montant de 900 millions d'euros, figurant dans le document ci-joint intitulé « *Obligations vertes* » (les « **Contrats d'Emission GB** ») ;

- les projets financés par l'Emission et identifiés comme éligibles par la Société ("Projets Éligibles").

Les Informations ont été préparées dans le contexte des émissions obligataires « Green Bond » du 11 janvier 2023, du 3 avril 2023, du 4 juillet 2023 et du 6 septembre 2023 (les "Offres d'Obligations Vertes") et du cadre des obligations vertes défini par l'entité ("Green Financing Framework").

Conclusion d'assurance modérée

Sur la base des procédures que nous avons mises en œuvre, telles que décrites dans la partie « Nature et étendue des travaux », et des éléments que nous avons collectés, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément au Green Financing Framework et aux bases de préparation définies dans la partie « Préparation des Informations par la Société ».

Nous n'exprimons pas de conclusion d'assurance sur les informations relatives à des périodes antérieures non couvertes par les Contrats d'Emission GB ou sur toute autre information non incluse dans les Contrats d'Emission GB.

Nous n'avons pas examiné et ne fournissons pas d'assurance sur les autres informations relatives aux projets individuels rapportées.

Préparation des Informations par la Société

L'absence de cadre de référence généralement accepté et communément utilisé ou de pratiques établies sur lesquels s'appuyer pour évaluer et mesurer les Informations permet d'utiliser des techniques de mesure différentes, mais acceptables, pouvant affecter la comparabilité entre les entités et dans le temps.

Par conséquent, les Informations doivent être lues et comprises en se référant au Référentiel dont les éléments significatifs sont disponibles sur le site internet de la Société.

Responsabilité de la Société

Il appartient à la direction de :

- Sélectionner ou établir des critères appropriés pour préparer les Informations ;

- Sélectionner les projets éligibles en fonction des critères d'éligibilité ;
- Préparer les Informations en conformité avec les contrats d'Emission GB et le Green Financing Framework ;
- Mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement des Informations ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreur.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient de :

- Planifier et réaliser la mission afin d'obtenir une assurance modérée sur le fait que les Informations ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci soient dues à une fraude ou à une erreur ;
- De formuler un avis motivé sur la base des procédures que nous avons conduites et des éléments que nous avons collectés ;
- De partager notre conclusion avec le management de la Société.

Comme il nous appartient de formuler une conclusion indépendante sur les Informations telles que préparées par la direction, nous ne sommes pas autorisés à être impliqués dans la préparation desdites Informations, car cela pourrait compromettre notre indépendance.

Il ne nous appartient pas en revanche de :

- Remettre en cause les critères d'éligibilité définis en annexe des Contrats d'Emission GB et, en particulier, de donner une interprétation des termes des Contrats d'Emission GB ;
- Nous prononcer sur l'utilisation effective des fonds alloués aux Projets Éligibles postérieurement à leur allocation.

Doctrine professionnelle applicable

Nos travaux ont été effectués conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 (révisée).

Indépendance et contrôle qualité

Nous nous sommes conformés aux exigences d'indépendance et aux autres exigences déontologiques du Code de déontologie des Commissaires aux comptes français ainsi qu'aux dispositions de l'article L.822-11 du Code de commerce et aux normes de déontologies de l'IEASB (International Ethics Standard Board for Accountants).

Par ailleurs, nous avons mis en place un système de contrôle qualité qui comprend des politiques et des procédures documentées visant à assurer le respect des textes légaux et réglementaires applicables, des règles déontologiques et de la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention.

Nos travaux ont été mis en œuvre par une équipe indépendante et multidisciplinaire avec une expérience en matière de développement durable et de responsabilité sociétale.

Nature et étendue des travaux

Nous avons planifié et effectué nos travaux en prenant en compte le risque d'anomalies significatives sur les Informations.

Nous estimons que les procédures que nous avons menées en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée sur les Informations :

- Prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- Vérifier la conformité, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les critères d'éligibilité, en réalisant des procédures substantives sur la base de sondages ou d'autres moyens de sélection, tels que définis en annexe des Contrats d'Emission GB et dans le *Green Financing Framework* ;

- Vérifier la correcte allocation des fonds levés lors des Emissions à des Projets Eligibles ;
- Vérifier la proportion globale des investissements réalisés au titre des Projets Eligibles et financés par chacune des Emissions ;
- Effectuer les rapprochements nécessaires entre ces informations et la comptabilité dont elles sont issues et vérifier qu'elles concordent avec les éléments ayant servi de base à l'établissement des comptes consolidés des exercices clos au 31 décembre 2022 et 31 décembre 2023.

Les procédures mises en œuvre dans le cadre d'une mission d'assurance modérée sont de nature et de calendrier différents de ceux d'une mission d'assurance raisonnable, et leur étendue est moindre. Par conséquent, le niveau d'assurance obtenu dans le cadre d'une mission d'assurance modérée est sensiblement inférieur à l'assurance qui aurait été obtenue si nous avions réalisé une mission d'assurance raisonnable.

Ce rapport a été préparé dans le contexte décrit ci-dessus et ne peut être utilisé, distribué ou mentionné à d'autres fins.

Paris-La Défense, 5 mars 2024

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Nadia Laadouli

Patrick E. Suissa

5.4 ACTIONNARIAT

5.4.1 COTATION BOURSIÈRE

Évolution des cours extrêmes et du volume des transactions sur l'action ENGIE à Paris

2023	Cours le + haut ⁽¹⁾ (en euros)	Cours le + bas ⁽¹⁾ (en euros)	Volume des transactions ⁽²⁾
Janvier	13,556	12,472	6 261 548
Février	14,25	12,842	6 245 420
Mars	14,574	13,432	7 375 972
Avril	15,474	14,516	5 727 734
Mai	14,868	13,896	4 857 450
Juin	15,228	14,078	4 313 620
Juillet	15,462	14,90	3 506 877
Août	15,032	14,40	3 383 213
Septembre	15,288	14,388	3 645 447
Octobre	15,004	14,002	3 873 062
Novembre	15,918	15,136	3 642 543
Décembre	16,270	15,918	3 277 343

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.

(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la U.S. Securities & Exchange Commission intervenu le 30 octobre 2009, ENGIE maintient un programme American Depositary Receipt (ADR) level 1 non coté sur une place boursière américaine. Ces ADR font l'objet de transactions sur le marché hors cote du Nasdaq.

5.4.2 RÉPARTITION DU CAPITAL

5.4.2.1 Évolution de la répartition du capital et des droits de vote

Au 31 décembre 2023, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 13 835 367 actions auto-détenues.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE au cours des trois derniers exercices

	31 décembre 2023				31 décembre 2022		31 décembre 2021	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾	% des droits de vote exerçables	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾	% du capital	% des droits de vote théoriques ⁽¹⁾
Public	1 346 613 443	55,30	47,81	47,19	58,07	49,82	58,50	50,28
État	575 693 307	23,64	33,80	33,95	23,64	33,56	23,64	33,20
The Capital Group Companies	122 615 086	5,03	3,98	4,00	4,83	3,79	5,02 ⁽²⁾	4,00 ⁽²⁾
Groupe CDC ⁽³⁾	112 201 818 ⁽⁴⁾	4,61	4,27	4,29	4,61	4,24	4,59	4,28
BlackRock	121 538 198	4,99	3,83	3,84	4,37	3,32	4,47 ⁽⁵⁾	3,46 ⁽⁵⁾
Actionnariat salarié	80 614 947	3,31	3,99	4,01	3,88	4,82	3,16	4,31
Auto-détention	13 835 367	0,57	0,43	0,00	0,60	0,45	0,62	0,47
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
TOTAL	2 435 285 011	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%

(1) En vertu de l'article 223-11 du Règlement général de l'AMF, le nombre de droits de vote théoriques est calculé sur la base de l'ensemble des actions auxquelles sont attachés des droits de vote, y compris les actions détenues par le Groupe qui sont privées de droit de vote.

(2) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 16 novembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil).

(3) Groupe CDC (Caisse des Dépôts et Consignations + CNP Assurances).

(4) Titres répartis de la façon suivante : CDC (en direct) détient 88 303 888 actions (3,63% du capital et 3,52% des droits de vote théoriques) et CNP Assurances détient 23 897 930 actions (0,98% du capital et 0,75% des droits de vote théoriques).

(5) Informations non disponibles au 31 décembre 2021 (données au 30 décembre 2021 issues de la déclaration de franchissement de seuil).

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent, à la clôture de l'exercice 2023, une participation de plus de 5% du capital ou des droits de vote.

Le Groupe compte près de 560 000 actionnaires individuels. Au 31 décembre 2023, ils détenaient environ 198,8 millions de titres, soit près de 8,2% du capital de la Société.

5.4.2.2 Détail des titres détenus directement et indirectement par les salariés

Au 31 décembre 2023, les salariés détenaient 80,6 millions d'actions ENGIE, soit 3,31% du capital et 4,03% des droits de vote théoriques au sens de l'article L. 225-102, al. 1 du Code de commerce, réparties comme suit :

FCPE Link France	44,9 millions
FCPE Link International	10,7 millions
Formules d'actionnariat direct	25 millions
TOTAL DES ACTIONS DÉTENUES PAR LES SALARIÉS	80,6 MILLIONS

5.4.3 FRANCHISSEMENT DE SEUILS LÉGAUX

Suite à l'acquisition et à la cession d'actions ENGIE sur le marché ainsi qu'à la variation du nombre d'actions détenues à titre de collatéral, BlackRock et The Capital Group Companies ont procédé à plusieurs déclarations de franchissement de seuil légal du vingtième (5%) des droits de vote à la hausse ou à la baisse.

En dernier lieu, BlackRock a déclaré avoir franchi à la baisse, le 26 février 2024, le seuil de 5% des droits de vote et détenir à cette date 4,98% du capital et 3,81% des droit de vote

d'ENGIE. The Capital Group Companies, le 11 janvier 2024, a franchi à la hausse le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE et détient à cette date 6,37% du capital et 5,04% des droits de vote de la Société. Ce franchissement de seuil résulte d'une acquisition d'actions ENGIE sur le marché.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seuls l'État et The Capital Group Companies détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.4.4 ACTION SPÉCIFIQUE

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie, l'État doit détenir au moins une action au capital de la Société.

Conformément à l'article L. 111-69 du Code de l'énergie, le capital social d'ENGIE comprend une action spécifique résultant de la transformation d'une action ordinaire appartenant à l'État français, en vue de préserver les intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs notamment à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie. L'action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE et de ses filiales de droit français, ayant pour objet, directement ou indirectement, de céder sous quelque forme que ce soit, de transférer l'exploitation, d'affecter à titre de sûreté ou garantie, ou de changer la destination de certains actifs visés par le Code de l'énergie, s'il considère cette décision contraire aux intérêts essentiels de la France dans le secteur de l'énergie relatifs en particulier à la continuité et à la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Aux termes de l'article D. 111-20 du Code de l'énergie, l'action spécifique de l'Etat lui confère les droits définis à l'article D. 111-21 du Code de l'énergie, visant les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État, soit :

- les canalisations de transport de gaz naturel situées sur le territoire national ;
- les actifs liés à la distribution de gaz naturel situés sur le territoire national ;

- les stockages souterrains de gaz naturel situés sur le territoire national ;
- les installations de gaz naturel liquéfié situées sur le territoire national.

Conformément à ces mêmes dispositions, toute décision de cette nature devra être déclarée au ministre chargé de l'Économie.

Les décisions mentionnées ci-dessus sont réputées autorisées si le ministre chargé de l'Économie ne s'y est pas opposé dans le délai d'un mois à compter de leur déclaration, constatée par un récépissé délivré par l'Administration. Ce délai peut être prorogé pour une durée de 15 jours, par arrêté du ministre. Le ministre chargé de l'Économie, avant l'expiration du délai qui lui est imparti, peut renoncer à son droit d'opposition. En cas d'opposition, le ministre communique les motifs de sa décision à la Société concernée. La décision du ministre peut faire l'objet d'un recours.

Par application de l'article 2 du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et de l'article 3 du décret n° 93-1296 du 13 décembre 1993, toute opération réalisée en contravention avec ces règles serait, de plein droit, nulle et de nul effet.

À la date du présent Document d'enregistrement universel, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une opération sur une entité membre du groupe ENGIE concernée par ces dispositions, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de son contrôle.

5.4.5 POLITIQUE DE DISTRIBUTION DES DIVIDENDES

ENGIE s'efforce de mener une politique dynamique et attractive de distribution des dividendes. Le Conseil d'Administration a ainsi réaffirmé la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe, et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période allant de 2024 à 2026.

Pour 2023, le Conseil d'Administration a ainsi proposé de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,43 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

En outre, afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale du 28 avril 2014 a instauré une majoration du dividende de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au

moins. Cette majoration de 10% ne peut excéder, pour un même actionnaire, 0,5 % du capital social à la date de clôture de l'exercice écoulé, cette majoration et ce plafond étant le maximum autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce, tel que repris à l'article 26.2 des statuts d'ENGIE. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016.

Les perspectives et *guidance* du Groupe, présentées en Section 6.1.1.1.2 "Perspectives et *guidance* 2024-2026", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société. Les dividendes futurs seront appréciés, pour chaque exercice, en fonction des résultats de la Société, de sa situation financière et de tout autre facteur jugé pertinent par le Conseil d'Administration pour établir ses propositions à l'Assemblée Générale.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice (actions entièrement libérées)	Dividende net par action (en euro)
2018	1,12
2019 ⁽¹⁾	0
2020	0,53
2021	0,85
2022	1,40

(1) Le Conseil d'Administration du 1^{er} avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de la Covid-19.

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.4.6 PACTE D'ACTIONNAIRES

À la date du présent Document d'enregistrement universel et à la connaissance d'ENGIE, il n'existe aucun pacte d'actionnaires, ni aucun accord dont la mise en œuvre pourrait entraîner un changement de contrôle de la Société.

5.5 CALENDRIER DES COMMUNICATIONS FINANCIÈRES

Publication des résultats annuels 2023 et des ambitions à moyen terme	22 février 2024
Assemblée Générale des actionnaires	30 avril 2024
Publication des résultats du premier trimestre 2024	17 mai 2024
Publication des résultats semestriels 2024	2 août 2024

6

INFORMATIONS FINANCIÈRES

6.1 Examen de la situation financière	236	6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2023	371
6.1.1 Rapport d'activité	236	6.4.1 États financiers sociaux	371
6.1.2 Trésorerie et capitaux	251	6.4.2 Notes aux comptes sociaux	375
6.2 Comptes consolidés	253	6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils	414
6.2.1 États financiers consolidés	253	6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la société au cours des cinq derniers exercices	415
6.2.2 Notes aux comptes consolidés	260		
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	364	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416



6.1 EXAMEN DE LA SITUATION FINANCIÈRE

6.1.1 RAPPORT D'ACTIVITÉ

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2023

Résultats d'ENGIE au 31 décembre 2023

- Nouvelle année de forte croissance des résultats portée par la qualité d'exécution de notre stratégie ;
- Proposition d'un dividende de 1,43 euro par action pour 2023 ;
- Perspectives moyen terme 2024-2026 solides.

Faits marquants

- Rythme élevé de croissance dans les Renouvelables avec 3,9 GW de capacités ajoutées en 2023 portant la capacité totale installée à 41,4 GW ;
- Accélération dans le stockage par batteries avec l'acquisition de BRP aux États-Unis et la mise en service d'Hazelwood en Australie ;
- Visibilité accrue sur la contribution des Infrastructures en France ;
- Progrès continu dans la trajectoire Net Zero 2045 avec une baisse de 54% vs. 2017 des émissions de GES liées à la production d'énergie à 52Mt en 2023 ;
- Signature de l'accord final relatif au nucléaire Belge dérisquant fondamentalement le Groupe.

Performance financière

- *Guidance* 2023 atteinte avec un RNRpg de 5,4 milliards d'euros ;
- EBIT hors nucléaire de 9,5 milliards d'euros, en hausse organique de 18%, portée principalement par GEMS et les Renouvelables ;
- *Cash-flow from operations* ⁽¹⁾ en forte augmentation de 5 milliards d'euros soutenue par l'amélioration du BFR ;
- Capex de croissance en hausse de 48% à 8,1 milliards d'euros ;
- Maintien d'un bilan solide avec un ratio dette nette économique/EBITDA de 3,1x ;
- Dette financière nette de 29,5 milliards d'euros, en hausse de 5,4 milliards d'euros et dette nette économique en augmentation de 7,7 milliards d'euros à 46,5 milliards d'euros ;
- RNRpg ⁽²⁾ attendu entre 4,2 milliards d'euros et 4,8 milliards d'euros en 2024 ;
- Proposition d'un dividende de 1,43 euro par action pour 2023 d'euros, correspondant à un taux de distribution de 65%.

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2023

En milliards d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	82,6	93,9	-12,0%	-11,4%
EBITDA (hors Nucléaire)	13,7	12,2	+12,5%	+12,7%
EBITDA	15,0	13,7	+9,5%	+9,7%
EBIT (hors Nucléaire)	9,5	8,0	+18,2%	+18,3%
Résultat net récurrent des activités poursuivis, part du Groupe	5,4	5,2	+2,8%	+2,7%
Résultat net, part du Groupe	2,2	0,2		
CAPEX ⁽¹⁾	10,6	7,9	+35,1%	
<i>Cash-flow from operations</i> (CFFO)	13,1	8,0	+63,1%	
Endettement financier net	29,5	+5,4 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2022		
Dette nette économique	46,5	+7,7 milliards d'euros par rapport au 31 déc. 2022		
Dette nette économique/EBITDA	3,1x	+0,3x par rapport au 31 déc. 2022		

(1) Net des produits de cession dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate), du schéma de tax equity, et incluant la dette nette acquise.

(1) Cash flow from operations = free cash flow avant Capex de maintenance et financement des provisions nucléaires.

(2) Résultat net récurrent, part du Groupe.

6.1.1.1.2 Perspectives et Guidance 2024-2026

Les objectifs pour les exercices comptables clos les 31 décembre 2024, 2025 et 2026 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) no 2019/980, complément du Règlement (UE) no 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaires et de plan à moyen terme décrits dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Objectifs financiers pour la période 2024-2026

ENGIE poursuit activement son plan stratégique qui permettra au Groupe d'atteindre son objectif Net Zéro Carbone à horizon 2045.

Malgré la baisse des prix de marché au cours des derniers trimestres et compte tenu de la croissance embarquée de GEMS dans la contribution de nos activités, ENGIE revoit à la hausse son objectif de résultat net récurrent part du Groupe pour l'année 2024 à un niveau désormais compris entre 4,2 et 4,8 milliards d'euros contre une fourchette de 3,8 à 4,4 milliards d'euros annoncée précédemment. L'EBIT hors nucléaire est quant à lui attendu dans une fourchette indicative de 7,5 à 8,5 milliards d'euros (contre 7,2 à 8,2 milliards d'euros auparavant).

2026 : une année pivot pour ENGIE

À horizon 2026, le Groupe anticipe une croissance de ses résultats dans les activités Renouvelables portée par les investissements et dans *Energy Solutions* grâce au développement de la base d'actifs et à une forte amélioration de la performance opérationnelle. Il prévoit également une contribution plus élevée des Infrastructures et de GEMS dont l'EBIT normalisé annuel a été revu à la hausse de 1 à 1,5 milliard d'euros, ce qui permet de compenser l'impact de la baisse des prix des commodités et des *spreads* en Europe, intervenue au second semestre de l'année dernière, sur les activités exposées aux prix de marché. Les activités de batteries devraient également contribuer de manière croissante aux résultats du Groupe dès 2024. Enfin, comme anticipé, ENGIE intègre une baisse des résultats du Nucléaire en Belgique avec l'arrêt de plusieurs centrales d'ici 2025 et le LTO sur les réacteurs Doel 4 et Tihange 3.

Ainsi, entre 2024 et 2026, les perspectives d'ENGIE sont les suivantes :

En milliards d'euros	2024	2025	2026
EBIT hors nucléaire (nouvelle)	7,5 - 8,5	7,9 - 8,9	8,2 - 9,2
<i>EBIT hors nucléaire (précédente)</i>	<i>7,2 - 8,2</i>	<i>7,5 - 8,5</i>	<i>n/a</i>
Guidance RNRpg (nouvelle)	4,2 - 4,8	3,9 - 4,5	3,7 - 4,3
<i>Guidance RNRpg (précédente)</i>	<i>3,8 - 4,4</i>	<i>4,1 - 4,7</i>	<i>n/a</i>

Les hypothèses de prix retenues pour la guidance 2024-2026 sont basées sur les prix à terme en Europe au 29 décembre 2023.

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

Les principaux facteurs d'évolution de l'EBIT par activités en 2023 sont les suivants :

2021	2023	Activités	Facteurs d'évolution attendus pour l'EBIT par rapport à 2023	U.S. 2021 ⁽¹⁾	U.S. 2023 ⁽¹⁾	2026
EBIT hors Nucléaire 5,2 milliards d'euros	EBIT hors Nucléaire 9,5 milliards d'euros	Renouvelables	Contribution des investissements, baisse des prix	++	+	EBIT prévisionnel hors Nucléaire 8,2 milliards d'euros à 9,2 milliards d'euros
		Infrastructures	Tarifs réglementés reflétant l'inflation, récupération des coûts et des recettes de la période précédente en France (CRCP), nouveaux investissements	++	++	
		Energy Solutions	Contribution des investissements, amélioration continue de la performance, éléments exceptionnels négatifs en 2023	=+	+	
		FlexGen	Normalisation des prix et de la volatilité, baisse des volumes du thermique partiellement compensée par l'accélération dans les batteries	=-	-	
		Retail	Gestion et optimisation du portefeuille, base de comparaison élevée en 2023	=+	=-	
		GEMS	Normalisation des prix et de la volatilité	++	- - - -	
		Nucléaire	Fermetures des unités et impact du LTO à partir de 2026	-	-	

(1) Convention : chaque signe "+" représente c. +500 millions d'euros, chaque signe "-" c. -500 millions d'euros, chaque signe "=" une variation entre 0 et +250 millions d'euros, chaque signe "-=" une variation entre -250 à 0 millions d'euros.

ENGIE prévoit un EBIT hors nucléaire compris entre 8,2 et 9,2 milliards d'euros en 2026 comparé à 9,5 milliards d'euros en 2023 et 5,2 milliards d'euros en 2021. La contribution attendue des investissements (entre +1,6 et 2,0 milliards d'euros) et de la performance (entre +0,5 et +0,7 milliard d'euros) devrait être compensée par les effets prix et volatilité pour un montant compris entre -2,9 et -3,5 milliards d'euros et d'autres effets, tels que les taux de change, le périmètre ou le climat.

Le taux de croissance annuel moyen de l'EBIT hors nucléaire entre 2021 et 2026 devrait se situer entre 10% et 12%.

Capex

ENGIE confirme son objectif de 22 à 25 milliards d'euros de Capex de croissance entre 2023 et 2025 et prévoit d'investir un montant similaire en moyenne annuelle en 2026. L'allocation du capital est basée sur une discipline stricte respectant des critères financiers et ESG.

Performance

ENGIE poursuivra ses efforts en matière d'efficacité à travers une maîtrise importante de ses frais généraux et administratifs, en améliorant l'efficacité des fonctions support et en redressant les activités les moins performantes. Le Groupe vise un impact positif de ces mesures sur l'EBIT à hauteur d'environ 200 millions d'euros par an sur la période 2024-26.

Cessions

Après avoir conduit son recentrage avec succès avec 11 milliards d'euros de cessions réalisées sur la période 2021-2022, le Groupe a réduit de manière significative le montant des cessions en 2023 (0,3 milliard d'euros). ENGIE devrait continuer à avoir une rotation limitée de son portefeuille jusqu'en 2026, avec des cessions estimées à moins de 1 milliard d'euros en moyenne par an.

6.1.1.1.2.2 Hypothèses sous-jacentes

Les hypothèses prises en compte sont les suivantes :

- guidance et indications sur la base des activités poursuivies ;
- absence de changement de méthode comptable ;
- absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique ;
- rente inframarginale basée sur les textes légaux en vigueur ;
- prise en compte de la revue réglementaire dans les infrastructures en France pour la période 2024 - 2027 ;
- répercussion complète des coûts d'approvisionnement de la fourniture d'énergie BtoC en France ;
- température moyenne en France ;
- production hydraulique, éolienne et solaire moyennes ;
- taux de change moyen :
 - €/USD : 1,11 en 2024, 1,13 en 2025 et 1,15 en 2026,
 - €/BRL : 5,34 sur 2024 - 2026 ;
- nucléaire en Belgique : taux de disponibilité des centrales d'environ 92% en 2024 et 94% en 2025 - sur la base de disponibilité telle que publiée sur REMIT au 01/01/2024, hors LTO ;
- contingences pour les activités Nucléaires en Belgique de 0,2 milliard d'euros en 2024 et 0,1 milliard en 2025 ;
- prix des commodités au 29 décembre 2023 ;
- résultat financier net récurrent de (2,5) - (2,8) milliards d'euros sur la période 2024 - 2026 ;
- taux récurrent effectif d'imposition : 25-27% sur la période 2024 - 2026.

6.1.1.1.3 Politique de dividende réaffirmée et proposition d'un dividende de 1,43 euro par action en 2023

Le Conseil d'Administration réaffirme la politique de dividende du Groupe visant à distribuer 65 à 75% du résultat net récurrent part du Groupe et incluant un dividende plancher de 0,65 euro par action pour la période de 2024 à 2026.

Pour l'année 2023, le Conseil d'Administration propose de distribuer 65% du résultat net récurrent part du Groupe, représentant un dividende de 1,43 euro par action. Cette proposition sera soumise à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 30 avril 2024.

6.1.1.1.4 Poursuite du déploiement du plan stratégique

Renouvelables

Les capacités installées renouvelables du Groupe ont augmenté de 3,9 GW en 2023, avec la mise en service de 1,9 GW en Amérique du Nord, de 0,8 GW en Europe, de 0,7 GW en Amérique latine et de 0,4 GW dans le reste du monde. La capacité installée totale de Renouvelables chez ENGIE s'élève désormais à 41,4 GW. Au 31 décembre 2023, le Groupe dispose de 6,3 GW de capacités en construction, correspondant à 60 projets. Le Groupe a signé plus de 70 contrats d'achat d'électricité (PPA) en 2023 pour un total de 2,7 GW, dont 2,0 GW ayant une durée de plus de cinq ans, ce qui en fait le leader mondial des corporate PPAs.

En 2023, ENGIE a renforcé sa plateforme d'énergies renouvelables en Afrique du Sud avec l'acquisition de BTE Renewables (340 MW en opération avec un pipeline de 3 GW) et la consolidation globale de Kathu, centrale solaire à concentration de 100 MW.

Le Groupe confirme son objectif de capacité totale installée de 50 GW en 2025 et de 80 GW en 2030. Cette ambition est soutenue par un pipeline de 92 GW à fin décembre 2023, en hausse de 12 GW par rapport à fin décembre 2022.

Infrastructures – Gaz renouvelables

La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a fixé les tarifs des infrastructures gazières de transport, de stockage et de distribution pour la période 2024-27. Elle prend en compte, pour cette période, un coût moyen pondéré du capital de 4,1% pour le transport (contre 4,25% précédemment), de 4,6% pour le stockage (contre 4,75%) et de 4,0% pour la distribution (contre 4,1%). Cette décision reflète la volonté du régulateur de maintenir la soutenabilité à long terme des tarifs. Ces tarifs permettent en outre de récupérer un montant significatif lié à la période de régulation qui s'achève en 2024.

Au Brésil, ENGIE Brasil Energia a cédé 15% de sa participation dans TAG à CDPQ. La cession partielle de cette participation s'inscrit dans le cadre du programme de rotation d'actifs du Groupe et de son plan d'investissement dans les activités Renouvelables et les lignes de transmission. Par ailleurs, ENGIE avait remporté en début d'année une nouvelle concession d'une durée de 30 ans pour la construction et l'exploitation de 1 000 km de lignes à haute tension dans les états de Bahia, Minas Gerais et Espirito Santo.

Le développement du biométhane se poursuit en France, avec une capacité de production annuelle pouvant atteindre 10,8 TWh raccordés aux réseaux d'ENGIE, soit une augmentation de 2,6 TWh par rapport au 31 décembre 2022. ENGIE a également débuté son expansion dans le biométhane en Europe, avec l'acquisition d'Ixora Energy Ltd, un des leaders de la production de biométhane basé au Royaume-Uni. Le Groupe confirme son objectif de 10 TWh par an de production de biométhane à horizon 2030.

Le Groupe a également pour ambition de développer une capacité de production d'hydrogène vert de 4 GW à horizon 2035.

FlexGen – Batteries

En 2023, ENGIE a accéléré son développement dans les batteries avec la mise en service d'Hazelwood en Australie, son plus grand système de stockage d'énergie par batterie en opération, et l'acquisition de Broad Reach Power (BRP) aux États-Unis.

ENGIE a également obtenu le permis de construire d'un système de stockage d'énergie par batterie de 200 MW/800 MWh sur le site de Vilvorde en Belgique. Cette batterie, dont la mise en service est prévue en 2025, disposera d'un contrat de capacité de 15 ans avec Elia, gestionnaire du réseau de transport d'électricité en Belgique, à partir de 2027.

À fin décembre 2023, ENGIE dispose de 1,3 GW en opération, de 3,6 GW sécurisés en développement, principalement aux États-Unis, au Chili, en Australie, en Belgique et au Royaume-Uni, en ligne avec l'objectif de 10 GW de batteries installées en 2030.

Energy Solutions

Les activités d'Energy Solutions ont remporté des contrats majeurs notamment dans les réseaux urbains de chaleur et de froid. En 2023, le *backlog* des concessions en France s'est élevé à 21,3 milliards d'euros comparé à 19,8 milliards d'euros l'an passé.

Conformément à l'objectif d'ENGIE d'accélérer la transition vers une économie neutre en carbone grâce à des solutions respectueuses de l'environnement, le Groupe a gagné de nombreux contrats de décarbonation au cours de l'année dans le cadre de son activité de production sur site.

À horizon 2030, le Groupe a pour ambition de produire 20 TWh d'énergie verte (chaleur, froid et électricité) livrée à ses clients pour les activités de réseaux et de production sur site.

Allocation de capital rigoureuse

Les investissements de 2023 se sont élevés à 10,6 milliards d'euros, dont 8,1 milliards d'euros d'investissements de croissance. 83% ont été consacrés aux Renouvelables, à Energy Solutions et à FlexGen, en ligne avec les priorités stratégiques d'ENGIE.

Plan de performance

Les résultats du plan de performance ont contribué à hauteur de 178 millions d'euros en 2023, l'excellence opérationnelle dans les GBU et la réduction des pertes des activités déficitaires ayant compensé l'augmentation des coûts des fonctions support due à un contexte fortement inflationniste. Le Groupe a atteint 687 millions d'euros de contribution cumulée dans le cadre du plan de performance cumulé 2021-2023, au-dessus de l'objectif de 600 millions d'euros.

6.1.1.1.5 Accord nucléaire belge final dérisquant fondamentalement le Groupe

Le 13 décembre 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé l'accord final ⁽¹⁾ relatif à la prolongation de 10 ans des réacteurs nucléaires de Tihange 3 et Doel 4 ainsi qu'à toutes les obligations liées aux déchets nucléaires. Ce document entérine les principes clés de l'accord-cadre signé le 21 juillet 2023. Il permet un partage de risques équilibré pour la prolongation des deux unités nucléaires et élimine, pour le groupe ENGIE, les incertitudes concernant l'évolution des provisions liées aux déchets nucléaires.

(1) Conditionnés, notamment, à l'approbation par la Commission européenne au titre des aides d'état et à l'adoption de modifications législatives relatives au cadre juridique et réglementaire nucléaire belge.

6.1.1.1.6 Point sur le plafonnement des revenus issus de la production d'électricité des technologies intramarginales

En décembre 2023, le Gouvernement français a étendu la taxe inframarginale jusqu'au 31 décembre 2024.

En France, le projet de loi de finances pour 2024 prévoit un plafonnement des recettes de la production d'électricité issues des technologies intramarginales sur une période de douze mois (du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024). Le plafond varie de 42 €/MWh à 183 €/MWh en fonction de la technologie de la production d'électricité. Les recettes excédentaires sont soumises à un taux d'imposition de 50%. Le groupe ENGIE est principalement impacté au titre des droits de tirage sur deux centrales nucléaires d'EDF (Chooz B et Tricastin, 1,2 GW, 9 TWh de production annuelle en considérant un taux de disponibilité de 85%) soumises à un plafond de 94 €/MWh et les centrales à gaz (capacité de 1,4 GW) soumises à un plafond de 42€/MWh sur le *clean spark spread*.

6.1.1.1.7 Des progrès significatifs réalisés sur les objectifs ESG clés

En 2023, les émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie se sont élevées à 52 millions de tonnes, en forte baisse de 54% par rapport à 2017. Ce résultat représente 78% de l'objectif de réduction pour atteindre 43 millions de tonnes à 2030 par rapport à 2017. Au-delà des leviers structurels de décarbonation, cette performance meilleure qu'anticipée résulte également d'un taux d'utilisation plus faible des centrales à gaz en Europe sous l'effet combiné de températures douces et de la normalisation des conditions de marché.

Par ailleurs, la part des énergies renouvelables dans la capacité totale de production d'électricité d'ENGIE est passée

de 38% à fin 2022 à 41% à fin décembre 2023, principalement grâce à l'ajout de 3,9 GW de capacités renouvelables sur l'ensemble de l'année.

Concernant les objectifs de diversité de genre, ENGIE comptait 31% de femmes au sein du management à fin 2023, un chiffre une nouvelle fois en hausse par rapport à l'année précédente. Le Groupe poursuit les plans d'actions mis en œuvre afin d'atteindre un objectif d'équilibre managérial de 40% à 60% entre les femmes et les hommes.

Enfin, Moody's a évalué le plan de transition du Groupe et donné une note globale NZ-2, avec une ambition alignée avec une trajectoire 1,5°C à horizon 2030 et un niveau "solide" sur l'implémentation des objectifs.

6.1.1.1.8 Santé et sécurité

En 2023, ENGIE a pris un tournant majeur avec à la mise en œuvre d'un plan de transformation global, ENGIE One Safety, visant à éliminer durablement les accidents graves et mortels. Ce plan renforce notre gouvernance et notre surveillance, en plus de porter un programme ambitieux d'engagement et de communication. Malgré le déploiement du plan de transformation, six personnes ont perdu la vie alors qu'elles travaillaient pour le Groupe ou ses sous-traitants. L'objectif de zéro fatalité sera au centre des priorités en 2024. Par ailleurs, ENGIE a poursuivi l'amélioration de la prévention des accidents avec arrêt de travail avec un taux de fréquence de ces accidents de 1,8 fin 2023 contre 2,0 fin 2022.

6.1.1.1.9 Revue des données de l'année 2023

6.1.1.1.9.1 Chiffre d'affaires

Le **chiffre d'affaires** s'est établi à 82,6 milliards d'euros, en baisse de 12,0% en brut et 11,4% en organique.

Chiffre d'affaires contributif, après élimination des opérations intragroupe

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
Renouvelables	5 512	6 216	-11,3%	-13,0%
Infrastructures	6 873	6 961	-1,3%	+0,1%
Energy Solutions	11 033	11 441	-3,6%	-2,8%
FlexGen	5 264	7 126	-26,1%	-24,5%
Retail	16 443	16 810	-2,2%	-1,6%
Autres	37 322	45 277	-17,6%	-17,0%
Dont GEMS	37 221	45 137	-17,5%	-16,9%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS NUCLÉAIRE)	82 447	93 830	+12,1%	-11,5%
Nucléaire	118	35	+237,6%	+237,6%
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	82 565	93 865	-12,0%	-11,4%

Le chiffre d'affaires des **Renouvelables** s'est élevé à 5 512 millions d'euros, soit -11,3% en brut et -13,0% en organique. En organique, le chiffre d'affaires a baissé principalement en Europe, notamment en France, en raison de la baisse des prix spot par rapport à l'an passé.

Le chiffre d'affaires des **Infrastructures** s'est élevé à 6 873 millions d'euros, soit -1,3% en brut et +0,1% en organique. La diminution brute a inclus des effets de change positifs principalement en Amérique latine et des effets de périmètre en Argentine. En organique, le chiffre d'affaires a augmenté grâce aux enchères de capacités de transport de gaz, à un marché favorable pour les activités de stockage en Allemagne et au Royaume-Uni et la mise en service complète des lignes de transmission de Novo Estado au Brésil, partiellement compensés par la baisse des volumes distribués dans la distribution française.

Le chiffre d'affaires d'**Energy Solutions** s'est élevé à 11 033 millions d'euros, -3,6% en brut et -2,8% en organique. La diminution brute intègre des effets de périmètre en France. En organique, la baisse du prix des commodités a impacté négativement le chiffre d'affaires en France.

Le chiffre d'affaires de **FlexGen** s'est élevé à 5 264 millions d'euros, -26,1% en brut et -24,5% en organique. L'impact des taux de change s'est élevé à -98 millions d'euros, principalement au Pakistan et au Chili. La variation organique s'explique par l'Europe, principalement en raison de la baisse des services ancillaires et des *spreads* dans un marché qui se normalise. En Amérique latine, le chiffre d'affaires a progressé en raison de l'indexation des contrats PPA au Chili et de la hausse de la production et des prix au Pérou.

Le chiffre d'affaires de **Retail** s'est élevé à 16 443 millions d'euros, -2,2% en brute et -1,6% en organique. L'impact des taux de change s'est élevé à -93 millions d'euros, principalement en Australie. En organique, la baisse est principalement liée à la baisse des volumes de gaz et d'électricité en raison de la sobriété et de la diminution du portefeuille de gaz, en partie compensée par l'augmentation des contrats d'électricité et un prix moyen plus élevé du portefeuille.

Le chiffre d'affaires des activités "**Autres**" s'est élevé à 37 332 millions d'euros. La baisse par rapport à l'année dernière est principalement liée à GEMS, essentiellement impacté par la baisse nette des prix des commodités et la baisse des volumes livrés.

Le chiffre d'affaires du **Nucléaire** a été non significatif après élimination des opérations intragroupes.

6.1.1.1.9.2 EBITDA

L'**EBITDA** hors nucléaire s'est établi à 13,7 milliards d'euros, en hausse brute de 12,5% et de 12,7% en organique.

6.1.1.1.9.3 EBIT

L'**EBIT** hors nucléaire, qui s'est élevé à 9,5 milliards d'euros, a enregistré une hausse brute de 18,2% et de 18,3% en organique :

- taux de change : un effet net de -26 millions d'euros, principalement dû à la dépréciation du dollar américain et de la livre sterling en partie compensée par l'appréciation du réal brésilien et du dollar australien ;
- variations de périmètre : effet net de +31 millions d'euros ;
- températures en France : par rapport à la normale, l'effet température normatif est négatif de 182 millions d'euros, générant une variation positive totale de 7 millions d'euros par rapport à 2022 dans les Infrastructures, le *Retail* et les activités GEMS.

Contribution des activités à l'EBIT ; croissance principalement portée par GEMS, Renouvelables et Retail

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)	dont effet temp. normatif (France) vs. 2022
Renouvelables	2 005	1 627	+23,2%	+19,5%	
Infrastructures	2 265	2 371	-4,5%	-4,5%	10
Energy Solutions	386	523	-26,2%	-26,2%	
FlexGen	1 513	1 768	-14,4%	-11,8%	
Retail	569	(6)	-	-	8
Autres	2 741	1 736	+57,9%	+57,7%	2
Dont GEMS	3 551	2 618	+35,7%	+35,6%	2
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	9 479	8 019	+18,2%	+18,3%	20
Nucléaire	605	1 026	-41,0%	-41,0%	
TOTAL EBIT	10 084	9 045	+11,5%	+11,5%	20

Matrice par activité/géographie

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023
Renouvelables	574	282	925	216	34	(27)	2 005
Infrastructures	1 415	64	800	(5)	-	(9)	2 265
Energy Solutions	343	190	(1)	(142)	24	(27)	386
FlexGen	-	891	202	35	419	(34)	1 513
Retail	380	145	-	-	64	(20)	569
Autres	32	1	1	(9)	-	2 716	2 741
Dont GEMS	32	-	-	-	-	3 519	3 551
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	2 744	1 573	1 927	96	541	2 599	9 479
Nucléaire	-	605	-	-	-	-	605
TOTAL EBIT	2 744	2 178	1 927	96	541	2 599	10 084

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2022
Renouvelables	368	318	796	172	9	(36)	1 627
Infrastructures	1 700	24	658	(3)	-	(8)	2 371
Energy Solutions	311	148	(5)	23	58	(11)	523
FlexGen	-	1 278	50	44	417	(22)	1 768
Retail	(164)	115	6	-	49	(12)	(6)
Autres	(1)	(16)	-	(11)	-	1 763	1 736
Dont GEMS	-	-	-	-	-	2 618	2 618
TOTAL EBIT (HORS NUCLÉAIRE)	2 215	1 867	1 506	226	532	1 674	8 019
Nucléaire	-	1 026	-	-	-	-	1 026
TOTAL EBIT	2 215	2 893	1 506	226	532	1 674	9 045

Renouvelables : forte croissance portée principalement par la contribution des actifs nouvellement mis en service ainsi que des prix captés et des volumes plus élevés en Europe

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
EBIT	2 005	1 627	+23,2%	+19,5%
CAPEX totaux	4 130	3 333	+23,9%	
CNR – prix captés (en €/MWh) ⁽¹⁾	100	60	+66,7%	
Marges DBSO (contribution EBIT)	19	102	-81,3%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Mises en service (GW à 100%)	3,9	3,8		
Volumes hydro – France (TWh à 100%)	14,6	12,8	1,8	

(1) Avant la taxe spécifique sur production hydroélectrique de la CNR.

L'EBIT des Renouvelables a enregistré une croissance organique de 19,5% portée par la contribution des nouvelles capacités mises en service (+167 millions d'euros) notamment aux États-Unis, en Europe et en Amérique latine et un effet volume positif (+112 millions d'euros) du principalement à une meilleure hydrologie en France et au Portugal. La croissance de l'EBIT a également bénéficié d'un effet prix positif

(+75 millions d'euros), les prix captés plus élevés pour les activités hydroélectriques en France et l'effet de comparaison favorable lié aux rachats d'hydroélectricité en 2022, partiellement compensé par la hausse des taxes sur la production hydroélectrique en France. Ces effets positifs ont largement compensé l'impact de la baisse des marges de DBSO en 2023 (-83 millions d'euros).

Infrastructures : baisse des volumes distribués et hausse des coûts de l'énergie en France partiellement compensées par la croissance à l'international

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
EBITDA	4 151	4 212	-1,5%	-1,3%
EBIT	2 265	2 371	-4,5%	-4,5%
CAPEX totaux	2 173	2 321	-6,4%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température normatif (EBIT – France)	(129)	(139) ⁽¹⁾	10	
Compteurs communicants (m)	11,3	10,9	0,4	

(1) En prenant en compte ~8€/MWh vs ~7€/MWh publié en 2022.

L'EBIT des Infrastructures a baissé de 4,5% en organique en raison de la baisse des volumes distribués liée principalement à la sobriété énergétique ainsi que de l'augmentation des coûts de l'énergie et des frais de personnel due à l'inflation. Une partie de ce retard sera rattrapée au cours de la nouvelle période de régulation. Ces effets ont été partiellement compensés par une hausse des tarifs en France, en Allemagne et en Roumanie, par

des revenus additionnels des capacités souscrites pour le transit de gaz entre la France et l'Allemagne, ainsi que par un environnement favorable pour les activités de stockage au Royaume-Uni et en Allemagne. En dehors de l'Europe, l'EBIT a augmenté de 22% organiquement principalement grâce à la mise en service complète des lignes de transmission de Novo Estado au Brésil et à la bonne performance de TAC.

Energy Solutions : impacté par des one-offs, en partie compensés par une meilleure performance des autres activités

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
Chiffre d'affaires	11 033	11 441	+3,6%	-2,8%
EBIT	386	523	-26,2%	-26,2%
CAPEX totaux	1 102	864	+27,5%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Cap. Installées infra. Décentralisées (en GW)	25,3	24,9	+0,4%	
Marge d'EBIT (hors one-off)	+5,2%	+4,6%	+63 pb	
Marge EBIT	+3,5%	+4,6%	-107 pb	
Backlog - Concessions en France (en milliards d'euros)	21,3	19,8	1,5	

Les activités d'Energy Solutions ont enregistré une baisse organique de leur EBIT de 26,2% en raison de deux one-off : des dépassements de coûts dans la construction de deux unités de cogénération aux États-Unis (150 millions d'euros) et la reconnaissance d'un impôt différé sur Tabreed (38 millions d'euros) à la suite de l'introduction d'un impôt sur les revenus dans les Émirats Arabes Unis en 2023. En excluant ces one-off, l'EBIT est ressorti en hausse organique de 10%. Dans les réseaux énergétiques locaux et l'activité de production d'énergie sur site la croissance est portée par la performance

opérationnelle, une contribution plus élevée des actifs de cogénération en France et les nouvelles mises en service. Ces éléments ont permis de compenser l'impact négatif des grèves en France au premier semestre 2023 et la baisse des marges de DBSO dans le solaire aux États-Unis à la suite d'un changement de business model vers une intégration globale. Dans le développement des activités d'efficacité énergétique, la croissance de l'EBIT s'explique par l'optimisation des contrats et une plus grande sélectivité.

FlexGen : normalisation des conditions de marché en Europe en partie compensée par des effets de comparaison favorables et la reprise au Chili

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
EBITDA	1 929	2 235	-13,7%	-11,2%
EBIT	1 513	1 768	-14,4%	-11,8%
Indicateurs de performance opérationnelle				
CSS moyen capté en Europe (en €/MWh)	37	28	+30,0%	
Capacité installée (GW à 100%)	59,0	59,5	(0,5)	

L'EBIT des activités FlexGen a enregistré une baisse organique de 11,8%. Cette diminution s'explique principalement par un effet prix négatif (-377 millions d'euros) en raison de la moindre utilisation des actifs en Europe à la suite de la normalisation des conditions de marché, en partie compensée par l'amélioration au Chili (réduction des positions courtes et baisse des prix d'approvisionnement). L'EBIT a également été

pénalisé par la baisse des services auxiliaires qui étaient à des niveaux très élevés en 2022. Par ailleurs, l'EBIT a bénéficié de deux effets de comparaison favorables le Groupe ayant été impacté par une taxe exceptionnelle en Italie au premier semestre 2022 et par un coût plus élevé des indisponibilités non planifiées pour les actifs gaziers en France l'an passé.

Retail : bonne performance due à des marges élevées et l'optimisation du portefeuille de couverture

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
EBITDA	821	259		
EBIT	569	(6)		
Effet température normatif (EBIT - France)	(45)	(53)	8	

L'EBIT des activités de Retail s'est élevé à 569 millions d'euros en 2023 contre -6 millions d'euros en 2022. La croissance organique de l'EBIT a été portée principalement par un effet prix positif dû à l'optimisation du portefeuille de couverture entraînant des marges plus élevées et par des effets de timing

sur l'approvisionnement. Ces effets positifs ont été compensés en partie par un hiver doux et la sobriété des clients entraînant une position longue vendue à des prix bas en 2023 comparé à une position longue qui était vendue à des prix élevés en 2022.

6.1.1.1.9.4 Activités “Autres” : contribution significative de GEMS

L'EBIT de GEMS s'est élevé à 3 551 millions d'euros, en hausse organique de 933 millions d'euros portée par plusieurs effets au premier semestre :

- un impact négatif au premier semestre 2022 lié aux contrats Gazprom relatif au risque d'interruption physique de fourniture de gaz, qui ne s'est pas répété en 2023 ;
- la forte performance des activités d'*energy management* en Europe qui bénéficient toujours de bonnes conditions de marché, même si elles sont moins favorables qu'en 2022 ;
- une normalisation graduelle des conditions de marché conduisant au relâchement des réserves de marché ;
- la bonne tenue des activités *BtoB*, dans un contexte de marché qui permet la pleine valorisation du coût du risque ;

- la poursuite de l'effet des contrats signés en 2022 à des conditions favorables qui se matérialisent à la date de livraison.

La contribution de GEMS au second semestre a diminué significativement par rapport à l'an passé, comme attendu, en raison d'une base de comparaison très élevée, de la réduction des volumes et des marges depuis cet été, du renversement des effets de *timing* au second semestre ainsi que de la contribution des contrats signés en 2022 à des niveaux de marge élevée se matérialisant à la date de livraison et qui ont été étalés dans le temps. En dehors des effets de *timing* et de variation des réserves techniques, la performance opérationnelle de GEMS au second semestre reste à un niveau significativement supérieur à celle des années antérieures à la crise.

Nucléaire : augmentation des taxes et impact net du démantèlement compensés en partie par une hausse des prix capturés et une meilleure disponibilité

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)	Variation organique (en %)
EBITDA	1 285	1 510	-14,9%	-14,9%
EBIT	605	1 026	-41,0%	-41,0%
CAPEX totaux	174	229	-24,0%	
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (BE + FR, @share, TWh)	32,0	42,1	-24,0%	
Disponibilité (Belgique à 100%)	+88,8%	+83,6%	+520 pb	

L'EBIT de l'activité nucléaire est ressorti en baisse organique de 41,0%. L'EBIT a été impacté par l'arrêt progressif des deux réacteurs Doel 3 en septembre 2022 et Tihange 2 en février 2023 (-538 millions d'euros), par la taxe inframarginale nucléaire et les taxes nucléaires en Belgique (-333 millions d'euros) ainsi que par la hausse de la charge d'amortissement

liée à l'augmentation des actifs de démantèlement à la suite de la révision triennale de la CPN. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par un effet volume positif (+425 millions d'euros) grâce à un taux de disponibilité plus élevé que l'an passé de 88,8% sur les actifs belges et par l'augmentation des prix capturés (+363 millions d'euros).

6.1.1.1.9.5 Analyse de la croissance organique en base comparable

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute/ organique (en %)
Chiffres d'affaires	82 565	93 865	-12,0%
Effet périmètre	(220)	(399)	-
Effet change	-	(491)	-
Données comparables	82 345	92 977	-11,4%

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute/ organique (en %)
EBITDA	15 017	13 713	+9,5%
Effet périmètre	(96)	(65)	-
Effet change	-	(43)	-
Données comparables	14 922	13 606	+9,7%

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute/ organique (en %)
EBIT	10 084	9 045	+11,5%
Effet périmètre	(76)	(45)	-
Effet change	-	(26)	-
Données comparables	10 008	8 974	+11,5%

Le calcul de la croissance organique vise à présenter des données comparables tant en termes de taux de change utilisés pour la conversion des états financiers de sociétés étrangères qu'en termes d'entités contributives (méthode de consolidation et contribution en termes de nombre de mois comparable). La croissance organique en pourcentage représente le rapport entre les données de l'année en cours (N) et de l'année précédente (N-1) retraitées comme suit :

- les données N-1 sont corrigées en supprimant les contributions des entités cédées au cours de la période N-1

ou *prorata temporis* pour le nombre de mois postérieurs à la cession en N ;

- les données N-1 sont converties au taux de change de la période N ;
- les données N sont corrigées des données des acquisitions N ou *prorata temporis* pour le nombre de mois antérieurs à l'acquisition en N-1.

6.1.1.2 Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation de l'EBIT au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation brute (en %)
EBIT	10 084	9 045	+11,5%
(+) 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)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	12 493	5 367	+132,7%
Pertes de valeur	(1 318)	(2 774)	
Restructurations	(47)	(230)	
Effets de périmètre	(85)	91	
Autres éléments non récurrents	(4 945)	(1 328)	
Résultat des activités opérationnelles	6 098	1 127	+441,3%
Résultat financier	(2 163)	(3 003)	
Impôts sur les bénéfices	(1 031)	83	
RÉSULTAT NET	2 903	390	+644,9%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5 366	5 223	
Résultat net récurrent part du Groupe par action	2,18	2,24	
Résultat net part du Groupe	2 208	216	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	695	173	

La réconciliation du Résultat net récurrent part du Groupe au Résultat net part du Groupe se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	5 366	5 223
Pertes de valeur et autres	(5 456)	(1 494)
Restructurations	(47)	(230)
Effets de périmètre	(85)	91
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	2 430	(3 661)
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	-	287
Résultat net part du Groupe	2 208	216

Le **résultat des activités opérationnelles (RAO)** s'établit à 6 098 millions d'euros, en forte hausse par rapport au 31 décembre 2022, principalement en raison de l'évolution des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture, de moindres pertes de valeur et de la croissance de l'EBIT, partiellement compensés par l'impact de la révision des provisions nucléaires.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 1 318 millions d'euros (contre des pertes de valeur de 2 774 millions d'euros au

31 décembre 2022), principalement sur des actifs de production d'énergies renouvelables en Amérique du Nord et des actifs concernés par la sortie de la production thermique à base de charbon (cf. Note 9.1) ;

- des charges de restructuration de 47 millions d'euros (contre 230 millions d'euros au 31 décembre 2022) (cf. Note 9.2) ;
- des "Effets de périmètre" pour -85 millions d'euros (contre +91 millions d'euros au 31 décembre 2022) (cf. Note 9.3) ;

- d'autres éléments non récurrents à concurrence de - 4 945 millions d'euros (contre -1 328 millions d'euros au 31 décembre 2022) comprenant principalement les effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord signé 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 9.4).

Le **résultat financier** s'élève à -2 163 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre -3 003 millions d'euros au 31 décembre 2022 (cf. Note 10), essentiellement en raison de la hausse du coût de la dette.

Retraité des éléments non récurrents, le résultat financier s'élève à -1 975 millions d'euros 31 décembre 2023 contre -1 819 millions d'euros au 31 décembre 2022. Cette dégradation de 156 millions d'euros provient de l'augmentation des autres charges financières pour -96 millions d'euros (notamment l'augmentation de la charge de désactualisation) et de la hausse du coût de la dette nette à concurrence de -60 millions d'euros.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2023 s'établit à 1 031 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 83 millions d'euros au 31 décembre 2022).

Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 27,1% à fin décembre 2023 contre 22,6% à fin décembre 2022, principalement en raison de :

- l'évolution de la situation fiscale dans certains pays ne reconnaissant que partiellement, en 2023 et/ou 2022, leurs actifs d'impôt différé (notamment Belgique, Italie, Luxembourg, Allemagne et Pays-Bas) - environ +8,3 points ;
- l'impact défavorable en 2022 de la non déductibilité de la contribution extraordinaire, comptabilisée en charges opérationnelles, ainsi que la contribution de solidarité exceptionnelle votées en Italie - environ -3,3 points.

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 5 366 millions d'euros contre 5 223 millions d'euros 31 décembre 2022. Cette hausse est principalement due à la croissance de l'EBIT, partiellement compensée par l'augmentation de la charge d'impôt.

Le **résultat net part du Groupe** est de +2 208 millions d'euros, en forte hausse par rapport au 31 décembre 2022, en raison principalement de l'évolution des résultats latents des instruments financiers sur matières premières non qualifiés de couverture partiellement compensée par l'impact de la révision des provisions nucléaires.

Le **résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 695 millions d'euros, en amélioration par rapport au 31 décembre 2022 (+521 millions d'euros), notamment dans les GBU's Renouvelables aux États-Unis.

6.1.1.3 Évolution de l'endettement financier net

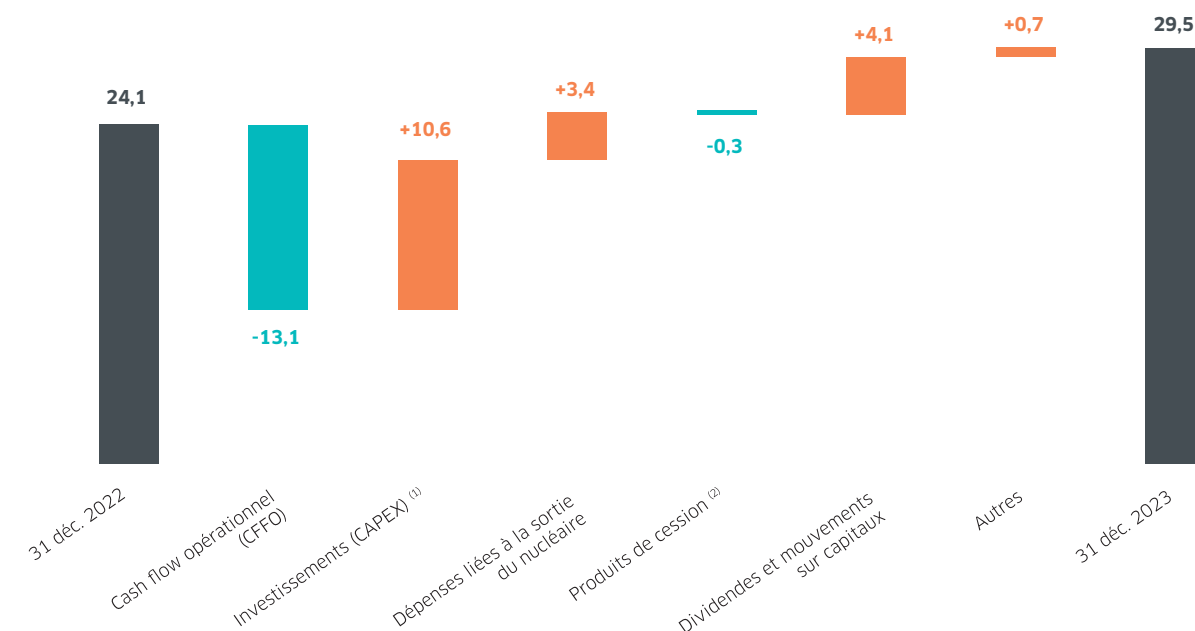
L'**endettement financier net** s'est établi à 29,5 milliards d'euros, en hausse de 5,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2023.

Cette hausse est principalement liée :

- à des dépenses d'investissements sur la période de 10,6 milliards d'euros ;
- à des versements de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA et aux participations ne donnant pas le contrôle (4,1 milliards d'euros) ;

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

En milliards d'euros



(1) CAPEX nets des produits de cession dans le cadre des activités DBSO et des financements de tax equity.

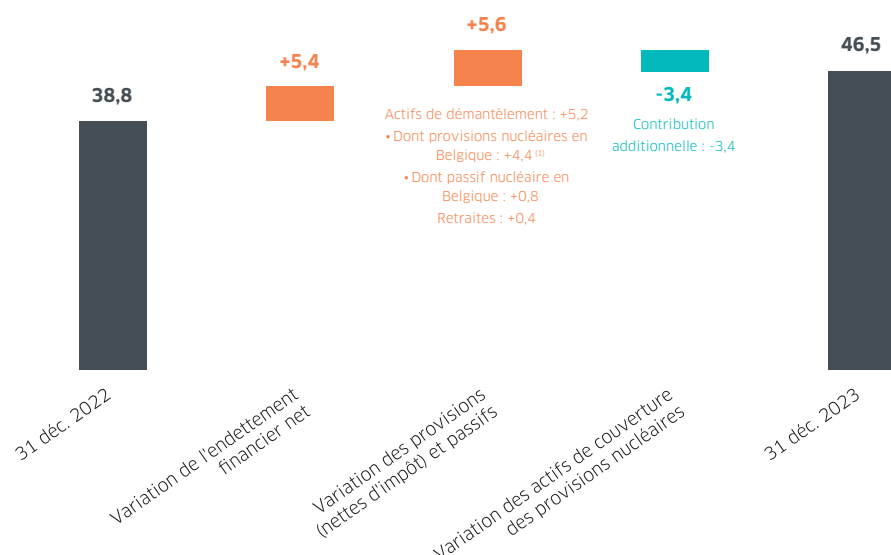
(2) Y compris effets de périmètre liés aux cessions et acquisitions.

(1) Les flux de financement relatifs à Synatom étaient précédemment comptabilisés dans les Capex bruts et les dépenses de gestion des déchets/démantèlement en CFFO.

La **dette nette économique** s'est élevée à 46,5 milliards d'euros, en hausse de 7,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022, principalement en raison de l'augmentation des provisions pour obligations de mise hors service (+5,2 milliards d'euros, principalement l'augmentation

des provisions nucléaires suite à l'accord conclu avec l'État belge), de la hausse de la dette financière nette (+5,4 milliards d'euros), en partie compensé par la variation des dépenses relatives au nucléaire (-3,4 milliards d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette économique sont les suivants :
En milliards d'euros



(1) Augmentation des provisions nucléaires suite à l'accord signé avec le gouvernement belge.

Le **ratio endettement financier net/EBITDA** s'élève à 2,0x, en hausse de 0,2x par rapport au 31 décembre 2022. Le coût moyen de la dette brute s'est établi à 4,31%.

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Endettement financier net	29 493	24 054
EBITDA	15 017	13 713
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	1,96	1,75

Le **ratio dette nette économique/EBITDA** s'élève à 3,1x, un niveau stable par rapport au 31 décembre 2022 et en ligne avec l'objectif d'être inférieur ou égal à 4,0x.

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Dette nette économique	46 517	38 808
EBITDA	15 017	13 713
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	3,10	2,83

6.1.1.3.1 Cash-flow des opérations (CFFO)

Le **cash flow from operations** s'élève à 13,1 milliards d'euros, en hausse de 5,1 milliards d'euros par rapport à 2022. Cette progression est principalement soutenue par l'amélioration de la variation du besoin en fonds de roulement (+2,8 milliards d'euros).

Le **besoin en fonds de roulement** est positif à hauteur de 0,4 milliards d'euros, avec une variation positive d'une année sur l'autre de 2,8 milliards d'euros, principalement due à des effets de prix liés au retrait de gaz à des prix plus élevés (+3,9 milliards d'euros), des factures à émettre (+3,5 milliards

d'euros), des appels de marge (+1,3 milliard d'euros) et à l'effet timing positif net sur les boucliers tarifaires (+0,9 milliard d'euros) partiellement compensés par l'impact des reprises de réserves de marché chez GEMS (-2,2 milliards d'euros) qui est neutre sur le CFFO, l'impact négatif sur les créances clients nettes (-1,9 milliard d'euros) et sur le nucléaire (-2,1 milliards d'euros).

6.1.1.3.2 Liquidités

Le Groupe a maintenu un niveau de **liquidité** élevé qui s'est établi à 23,6 milliards d'euros au 31 décembre 2023, dont 17,0 milliards d'euros de disponibilités⁽¹⁾.

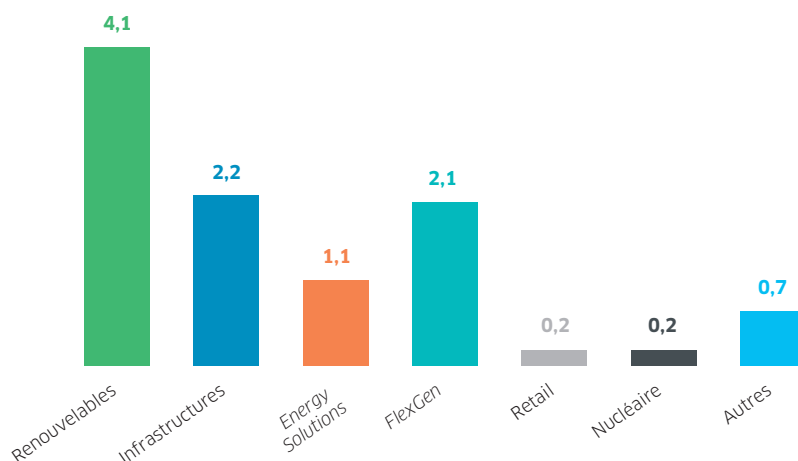
(1) Disponibilités desquelles sont retranchés les découverts bancaires.

6.1.1.3.3 Investissements (CAPEX)

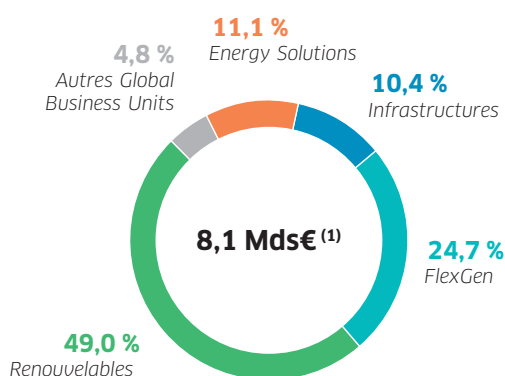
Le **total des investissements** s'est élevé à 10,6 milliards d'euros, dont 8,1 milliards d'euros dédié aux investissements de croissance.

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) par activité

En milliards d'euros



Les **investissements de croissance** s'élèvent à 8,1 milliards d'euros et se détaillent comme suit par activité :


Principaux projets (en Mds €)

Renouvelables	1,3
Consolidation de Kathu	0,6
États-Unis : Tacoma	0,8
Brésil : Eolien & Solaire (Santo Agostinho, Assurua & Assu Sol)	0,5
Tivoli	0,4
Chili & Peru : projets solaires BESS Coya, Lomas de Talta & Punta Lomitas	0,4
États-Unis : Bernard Creek (Solaire)	0,3
France Eolien & Solaire (principalement Engie Green)	0,3
Pologne (Stella 2, Cyranka & Pasadena)	0,2
FlexGen	1,8
Acquisition de Broad Reach Power	1,5
Flemalle	0,2
Infrastructures	0,8
Infrastructures régulées France	0,5
Brésil - Lignes de transmission d'électricité	0,2
Energy Solutions	0,9
Divers projets en France (principalement infrastructures énergétiques de distribution)	0,4
Amérique du Nord photovoltaïque sur site et stockage	0,1

(1) Net des cessions dans le cadre des activités DBSO, hors Corporate et des financements de tax equity.

La **matrice activités/géographies** des investissements de croissance se détaille comme suit :

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2023
Renouvelables	323	481	1 103	994	1 059	7	3 966
Infrastructures	501	163	174	-	-	-	839
Energy Solutions	477	155	4	136	79	47	897
FlexGen	-	341	14	1 492	(8)	5	1 843
Retail	53	45	-	-	8	54	160
Nucléaire	-	-	19	-	-	-	19
Autres	-	8	-	1	6	352	368
Dont GEMS	-	-	-	-	-	82	82
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	1 354	1 193	1 314	2 622	1 144	464	8 090

En millions d'euros	France	Reste de l'Europe	Amérique latine	États-Unis & Canada	Moyen-Orient, Asie & Afrique	Autres	31 déc. 2022 ⁽¹⁾
Renouvelables	361	1 094	876	648	214	10	3 202
Infrastructures	669	174	245	-	-	-	1 087
Energy Solutions	354	122	19	66	75	58	694
FlexGen	-	181	9	34	(9)	6	220
Retail	62	42	-	-	7	62	173
Nucléaire	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	4	-	-	-	103	108
Dont GEMS	-	-	-	-	-	63	63
TOTAL CAPEX DE CROISSANCE	1 445	1 617	1 148	748	287	240	5 484

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

6.1.1.3.4 Dividendes et mouvements sur capitaux

Les dividendes versés et mouvements sur capitaux s'élèvent à 4,1 milliards d'euros et comprennent principalement le versement en avril du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2022 pour 3,4 milliards d'euros ainsi que les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 0,5 milliard d'euros.

6.1.1.3.5 Endettement financier net au 31 décembre 2023

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 65% en euros, 19% en dollars américains et 10% en real brésiliens au 31 décembre 2023.

L'endettement financier net est libellé à 89% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 13,2 ans.

Au 31 décembre 2023, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,2 milliards d'euros.

6.1.1.3.6 Rating

Le 23 novembre 2023, S&P a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à BBB+ et sa notation court terme à A-2, avec une perspective stable.

Le 13 juillet 2023, Moody's a confirmé sa note Baa1/P-2 pour les engagements financiers non garantis de premier rang, avec une perspective stable.

Le 18 juillet 2023, Fitch a confirmé sa notation de crédit émetteur long terme à A- et a confirmé sa notation court terme F1, avec une perspective stable.

6.1.1.4 Autres postes de l'état de la situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022	Variation nette
Actifs non courants	119 023	131 521	(12 498)
Dont goodwill	12 864	12 854	10
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	66 399	62 853	3 547
Dont instruments financiers dérivés	12 764	33 134	(20 370)
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	9 213	9 279	(66)
Actifs courants	75 617	103 969	(28 352)
Dont créances commerciales et autres débiteurs	20 092	31 310	(11 218)
Dont instruments financiers dérivés	8 481	15 252	(6 772)
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	428	(428)
Capitaux propres	35 724	39 285	(3 560)
Provisions	32 593	27 027	5 566
Dettes financières	47 287	40 591	6 696
Instruments financiers dérivés	24 561	51 276	(26 715)
Autres passifs	54 475	77 311	(22 835)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	371	(371)

Les **immobilisations (corporelles et incorporelles nettes)** s'établissent à 66,4 milliards d'euros, en hausse de 3,5 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de la période (+8,8 milliards d'euros), des variations de périmètre (+1,9 millions d'euros), partiellement compensés par des amortissements (-4,9 milliards d'euros) et des pertes de valeurs enregistrées sur la période (-1,2 milliard d'euros) (cf. Note 13).

Les **goodwill** s'établissent à 12,9 milliards d'euros, stables par rapport au 31 décembre 2022 (cf. Note 13).

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** augmentent de 0,1 milliard d'euros (cf. Note 4.2).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 35,7 milliards d'euros, en baisse de 3,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette baisse provient essentiellement des dividendes distribués (-3,9 milliards d'euros) et les autres éléments du résultat global (-2,6 milliard d'euros dont -

3,1 milliard d'euros au titre des couvertures de flux de trésorerie sur matières premières, -0,6 milliard d'euros au titre des pertes et gains actuariels et +0,9 milliard d'euros au titre des impôts différés) partiellement compensés par le résultat net de la période (+2,9 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 32,6 milliards d'euros, en hausse de 5,6 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2022. Cette augmentation provient principalement des effets de la révision des provisions nucléaires pour tenir compte de l'accord intermédiaire signé avec le gouvernement belge le 29 juin 2023, devenu liant suite à la signature des compléments aux accords initiaux le 21 juillet et dont la mise en œuvre a été précisée par les accords transactionnels (*transaction documents*) signés le 13 décembre 2023 ainsi que de l'avis définitif de la Commission des Provisions Nucléaires (CPN) du 7 juillet 2023 (cf. Note 17).

La baisse des **instruments financiers dérivés** s'explique principalement par la diminution du prix des matières premières au cours de la période.

6.1.1.5 Comptes sociaux

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux d'ENGIE SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2023, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 54 149 millions d'euros, en retrait par rapport à 2022 (68 500 millions d'euros) sur le marché du gaz.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -987 millions d'euros au 31 décembre 2023, en forte dégradation de -2 038 millions d'euros par rapport à l'exercice 2022 où il était de +1 051 millions d'euros. La marge énergie se dégrade de -1 042 millions d'euros.

Le résultat financier est de 662 millions d'euros, en baisse de -1 125 millions d'euros par rapport à 2022 en raison principalement de la baisse des dividendes reçus.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, positif cette année de +578 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation (dont Electrabel).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 247 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 321 millions d'euros à la

clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 233 millions d'euros.

Le résultat net ressort à +500 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 28 376 millions d'euros contre 31 118 millions d'euros à fin 2022, soit une baisse de -2 742 millions d'euros liée au résultat de l'exercice 2022 (+500 millions d'euros) et au paiement du dividende 2022 pour un montant de -3 449 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, les dettes financières ressortent à 47 084 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 14 004 millions d'euros (dont 7 828 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application des articles L. 4 41-14 et D441-6 du Code de commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés aux articles L. 441-10 à L. 441-16 du Code de commerce

En millions d'euros	Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Articles L. 441-10 à L. 441-16 : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					69 321						5 900 621
Montant total des factures concernées TTC	-	15,7	11,1	0,8	716,7	744,3		29,9	26,8	51,5	1 130,4	1 238,6
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,02%	0,02%	0,00%	1,14%	1,18%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice								0,05%	0,04%	0,08%	1,77%	1,94%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						501						682
Montant total des factures exclues						(66,9)						1,8
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal – article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement												
						Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours
												Délais légaux : 30 jours

6.1.2 TRÉSORERIE ET CAPITAUX

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

6.1.2.1.1 Structure de l'endettement

L'endettement brut, hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés, à fin 2023 s'élève à 43 milliards d'euros. Celui-ci est en hausse par rapport à fin 2022. Il se compose principalement de financements obligataires pour 30,3 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 6,7 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,4 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 13% de la dette brute totale à fin 2023.

83% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et titres négociables à court terme). Hors coût

amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 26,8 milliards d'euros à fin 2023. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 19% en dollars américains et 10% en real brésiliens à fin 2023.

Après impact des dérivés, 89% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 4,3%. La durée moyenne de la dette nette est de 13,2 ans à fin 2023.

La Note 11 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" décrit les principaux contrats portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2023

La Note 14.3.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2023 impactant l'endettement financier net.

En septembre 2023, le groupe a procédé au refinancement anticipé de la ligne de crédit syndiqué de 5 milliards d'euros : à cette occasion la taille de l'engagement a été réduite volontairement à 4,5 milliards d'euros, et la maturité portée au

13 septembre 2028. Ce crédit est assorti de deux options d'extension d'un an qui n'ont pas encore été exercées.

En novembre 2023, le Groupe a exercé sa deuxième option d'extension de la ligne de crédit syndiquée de 4 milliards d'euros conclue en décembre 2021, portant ainsi sa maturité au 15 décembre 2028.

6.1.2.1.3 Notations

ENGIE a des notations sollicitées par Standard & Poor's, Moody's et Fitch.

En novembre 2023, S&P a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En juillet 2023, Moody's a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à -Baa1/P-2, avec perspective stable.

En juillet 2023, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à A-/F1, avec perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2023, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 12,2 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de titres négociables à court terme. Près de 90% de ces lignes sont gérées de façon centralisée et leur disponibilité n'est sujette à aucun covenant financier et n'est pas liée à une notation de risque crédit. Les contreparties de ces lignes sont bien diversifiées puisqu'aucune ne détient plus de 10% du total de ces lignes centralisées. À fin 2023, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance. La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs. Une révision de ces éléments peut intervenir durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash-Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash-Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- *Dette/Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'investissements en fonds propres (*Equity*).

Au 31 décembre 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.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et par le recours au marché des capitaux de manière opportuniste, ainsi que par l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes.

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

Le Groupe a un total de 1,9 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2024. Ce total n'intègre pas les

titres négociables à court terme de 5.6 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 17.0 milliards d'euros au 31 décembre 2023 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 12.2 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1.6 milliard d'euros à échéance 2024. Ce montant de lignes disponibles est non netté du montant des titres négociables à court terme.

6.2 COMPTES CONSOLIDÉS

6.2.1 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 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 14	Instruments financiers	310
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2023	264	NOTE 15	Risques liés aux instruments financiers	324
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	271	NOTE 16	Éléments sur les capitaux propres	341
NOTE 4	Principales variations de périmètre	278	NOTE 17	Provisions	343
NOTE 5	Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	279	NOTE 18	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	349
NOTE 6	Information sectorielle	283	NOTE 19	Paiements fondés sur des actions	354
NOTE 7	Ventes	287	NOTE 20	Transactions avec des parties liées	355
NOTE 8	Charges opérationnelles	290	NOTE 21	Rémunérations des dirigeants	356
NOTE 9	Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	291	NOTE 22	Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	356
NOTE 10	Résultat financier	293	NOTE 23	Contentieux et enquêtes	358
NOTE 11	Impôts	294	NOTE 24	Événements postérieurs à la clôture	362
NOTE 12	Résultat par action	298	NOTE 25	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	362
NOTE 13	Actifs immobilisés	299	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 1^{er} janvier 2004 ;

- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 révisé 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 influencer 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 sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres...) ou des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.ENGIE.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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	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	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	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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt	
			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 3^e 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 ;
- 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 :

En millions d'euros		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
		31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Noms	Activités								
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.

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú	
	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,

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

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.

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.

Noms	Activité	Capacité	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	
			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, Koweït) ⁽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 arabe 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	
			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
Noms	Activité	Capacité										
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
EcoEléctrica (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 Asociada de Gás SA (TAG)	1 672	(234)	(308)	(295)	566	45	610
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	(8)	(5)	39	84	89	173
EcoEléctrica	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 Asociada de Gás SA (TAG)	1 549	(292)	(386)	(215)	411	235	647
National Central Cooling Company "Tabreed"	167	-	(35)	-	133	-	133
EcoEléctrica	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 Asociada 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
EcoEléctrica	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 Asociada 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
EcoEléctrica	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
EcoElétrica	-	-	-	-	-	-	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 reais 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 reais 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 EnCage 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
Paielements 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 1^{er} 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 GBU et entités opérationnelles métiers :

- Renouvelables** : regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction, l'exploitation et la maintenance d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, l'éolien en mer et le stockage par batterie associé à un actif renouvelable. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité ;
- Infrastructures** : englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe et à l'international, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de gazéification 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 commercialisés. 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

En millions d'euros	31 déc. 2023			31 déc. 2022 ⁽¹⁾		
	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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	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
<i>Dont GEMS</i>	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.

<i>En millions d'euros</i>	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
<i>Dont GEMS</i>	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).

En millions d'euros	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
	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

En millions d'euros	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
	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 <i>trading</i> ⁽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)
Paielements 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 :

<i>Goodwill</i>	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)
Soultés décaissées lors du débouclage de <i>swaps</i>	-	-	-	(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)
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	<i>1 532</i>	<i>(2 130)</i>
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	<i>1 409</i>	<i>(270)</i>
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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	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
<i>Dont activités poursuivies</i>	<i>(198)</i>	<i>1 845</i>

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.

En millions d'euros	Position de clôture	
	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
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	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
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	2 129	(2 042)
Résultat net récurrent part du Groupe	5 366	5 510
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies</i>	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
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	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
<i>Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	0,88	(0,84)
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,87	0,06
<i>Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	0,88	(0,84)
Résultat net récurrent part du Groupe par action	2,18	2,24
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	2,18	2,13
Résultat net récurrent part du Groupe par action dilué ⁽¹⁾	2,17	2,23
<i>Dont Résultat net récurrent part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action ⁽¹⁾</i>	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 relatif 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 :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	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 :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	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.

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.

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.

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).

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

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.

13.4 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, 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 réglementaires 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 :

En milliards d'euros	31 déc. 2023			
	Prix de l'électricité		Taux d'actualisation	
	+10€/MWh	-10€/MWh	+50 bp	-50 bp
Production d'électricité 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 gazéification 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 CO₂.

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 CO₂, 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 CO₂, l'évolution des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (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 :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
		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
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 902	-	1 902	1 217	-	1 217
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>		222	-	222	278	-	278
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>		1 753	119	1 873	2 128	290	2 418
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>		2 915	654	3 569	1 178	568	1 745
<i>Prêts et créances au coût amorti</i>		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 comptabilisés 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.

En millions d'euros	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
	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 :

En millions d'euros	Intérêts	Évaluation ultérieure à l'acquisition	
		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
Paielements 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 1 ^{re} année	222	137
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	360	376
Au-delà de la 5 ^e 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 :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
		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 1^{er} 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 reais 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 décrits 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023						31 déc. 2022					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
	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 collatéralisation (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 :

En millions d'euros		31 déc. 2023				31 déc. 2022			
		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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	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
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 902	1 653	-	249	1 217	875	-	342
<i>Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat</i>	222	-	-	222	278	-	-	278
<i>Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres</i>	1 873	1 873	-	-	2 418	2 418	-	-
<i>Instruments de dette à la juste valeur par résultat</i>	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	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	16 614	-	16 263	351	40 992	-	40 825	168
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	2 714	43	1 907	764	5 016	138	1 528	3 350
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	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
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	588	-	588	-	735	-	735	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management ⁽¹⁾</i>	20 933	-	20 081	852	48 907	-	47 227	1 681
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading ⁽¹⁾</i>	1 715	112	70	1 533	-	-	-	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	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.

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.

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, CO₂ 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.

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⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2023		31 déc. 2022	
		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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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

En millions d'euros	31 déc. 2023			31 déc. 2022		
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	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 :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie
	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

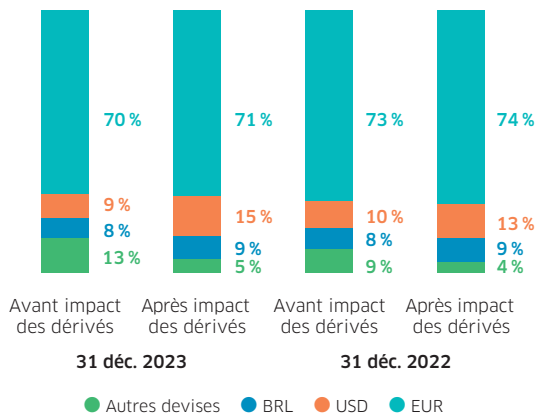
Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) un risque transactionnel lié aux opérations courantes, (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.

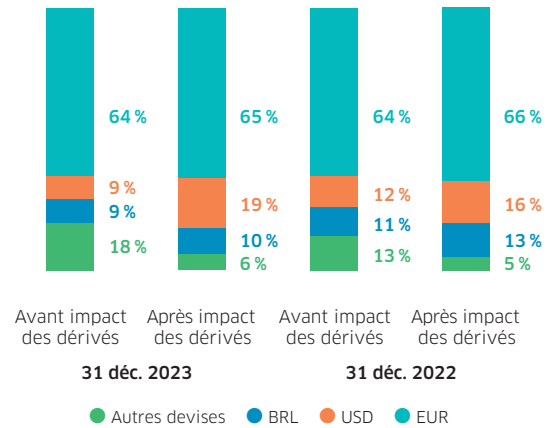
15.1.3.1 Instruments financiers par devise

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.

En millions d'euros	31 déc. 2023			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+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.

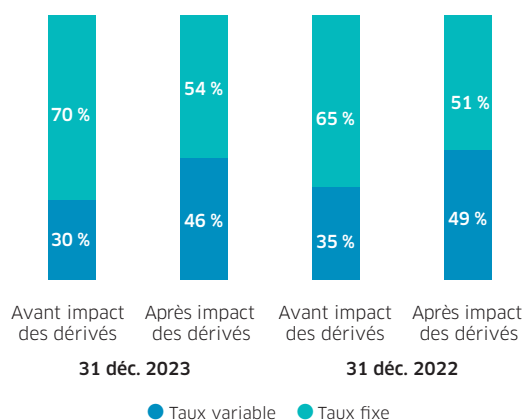
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options sur taux.

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.

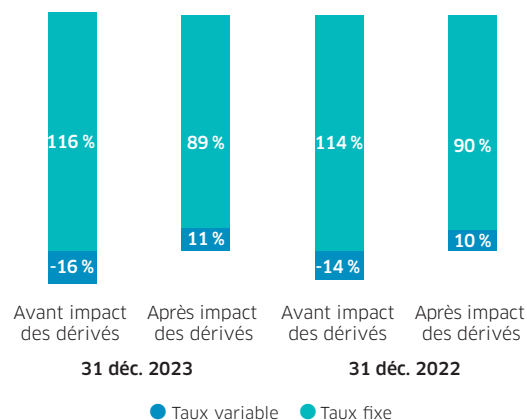
15.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

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.

En millions d'euros	31 déc. 2023			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(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.

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*) ;

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

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

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 ;

• 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.

- 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.

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.

- 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.

- 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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)
<i>Couverture de juste valeur</i>	190	43	(289)	(21)	167	4	(394)	(38)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	43	-	(120)	(45)	30	5	(195)	(11)
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	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)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	189	2	(351)	(91)	509	41	(222)	(7)
<i>Couverture d'investissement net</i>	180	-	(1)	-	156	-	(1)	-
<i>Dérivés non qualifiés de couverture</i>	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)
Payeur	Variable	CCS	CLP	(46)	-	-	(46)	-	-	-
	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**

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
	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

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022	
	Juste valeur		Total	Nominal	Juste valeur	Nominal
	Actif	Passif			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 :

En millions d'euros	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
	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 : $EAD \times PD \times LGD$, 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 significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	13 653	12 304	1 248	101	13 653	11 533	2 121	13 653
	Pertes de valeur attendues	(909)	(696)	(116)	(97)	(909)	(594)	(315)	(909)
TOTAL		12 745	11 609	1 132	4	12 745	10 939	1 806	12 745
Actifs de contrats	Brut	4 377	4 374	2	-	4 377	3 299	1 078	4 377
	Pertes de valeur attendues	(22)	(22)	-	-	(22)	(15)	(7)	(22)
TOTAL		4 354	4 352	2	-	4 354	3 284	1 070	4 354

En millions d'euros		31 déc. 2022							
		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade ⁽¹⁾	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	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				Total Actifs échus au 31 déc. 2022
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
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				Total Actifs échus au 31 déc. 2021
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	
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⁾	Total par type de contreparties
Brut		8 879	285	700	9 865	5 754	9 865
Pertes de valeur attendues		(78)	(45)	(1 180)	(1 302)	(174)	(1 302)
TOTAL		8 802	240	(479)	8 563	5 580	8 563

31 déc. 2022

En millions d'euros	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
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 :

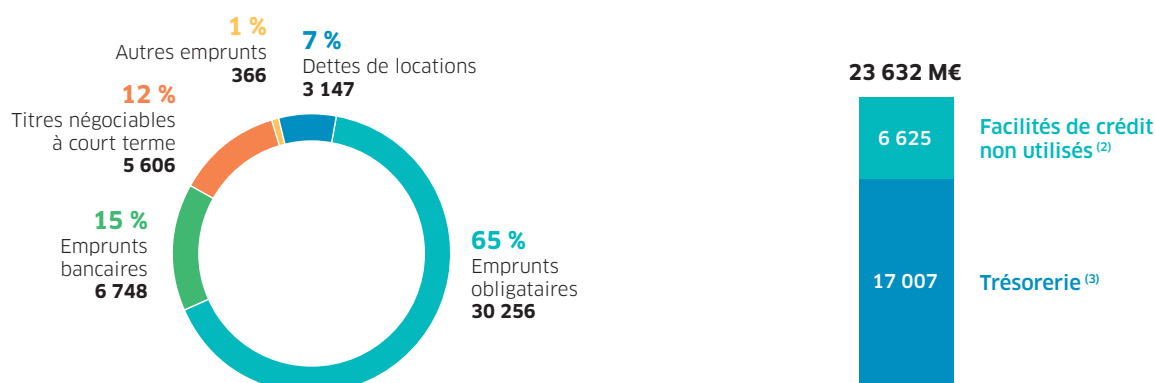
- centralisation des financements externes ;
- diversification des sources de financements entre le marché bancaire et le marché des capitaux ;
- profil de remboursement équilibré des dettes financières.

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 méthanières).

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 <i>portfolio management</i>	(5 831)	(497)	(9 539)	(2 971)	(1 249)	(994)	(21 080)	(49 260)
afférents aux activités de <i>trading</i>	(1 787)	-	-	-	-	-	(1 787)	-
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	5 624	341	6 682	2 934	681	472	16 734	40 975
afférents aux activités de <i>trading</i>	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.

des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 19 "Paievements fondés sur

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'euros₂₀₂₃) lors de l'entrée en vigueur des lois de transposition de cet accord, le solde (3,5 milliards₂₀₂₂) 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 attribuée 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'euros₂₀₂₂, 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 définitive au moment du *closing*, sauf dans le cas où l'absence de redémarrage des unités avant le 1^{er} 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'euros₂₀₂₂ via un paiement de 11,5 milliards d'euros₂₀₂₂ 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'euros₂₀₂₂ 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 1^{er} 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 constitués au titre des coûts futurs liés au traitement des déchets nucléaires et le montant forfaitaire de 15 milliards d'euros₂₀₂₂, soit un montant de 5,1 milliards d'euros₂₀₂₂ (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'euros₂₀₂₂.

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'euros₂₀₂₂ 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'euros₂₀₂₂, pour les déchets de catégorie B et, lors du redémarrage des unités prolongées fin 2025 pour un total de 3,5 milliards d'euros₂₀₂₂, 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 séquençement 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'euros₂₀₂₂ 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, attribuée 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 :

En millions d'euros	Variation cumulée de la juste valeur des actifs financiers dédiés	
	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 3^e édition), le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC 3^e édition) et

la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 2024-2033), qui doivent être adoptés au 1^{er} 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-CH₄ 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 durée 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 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} 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 durée moyenne de ces régimes est de neuf ans.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1^{er} juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 durée 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 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	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								
Dettes actuarielles 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)
Dettes actuarielles fin de période	A	(5 966)	(3 529)	(433)	(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	A+B	(899)	(3 529)	(433)	(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 durée 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 :

En millions d'euros	Charge de la période	
	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 1^{er} 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 1^{er} 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 1^{er} 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 CNIIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIIEG, 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		-
Paielements 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

En millions d'euros	31 déc. 2023				31 déc. 2022			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	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 constituant, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

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 constitutionnalité et la légalité de certaines de ces mesures ont été attaquées dans le cadre de poursuites judiciaires lancées par des organismes non

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.

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 réglementaire 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 débiter 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 remplit 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 poursuivie en 2023. La

responsabilité des anciens membres du Conseil d'Administration et du management a été mise en cause. Des parties civiles, dont notamment le ministère de l'environnement et le ministère de la santé italiens, sont intervenues au procès pour réclamer des dommages et intérêts. Le 3 octobre 2023, l'ensemble des 26 Administrateurs et directeurs ont été 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 Geração 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 reais 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 Remunération 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 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 Sécurité 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'institute, 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 1^{er} 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'État belge pour violation des conventions signées pour la prolongation de Tihange 1 le 12 mars 2014 et de Doel 1 et Doel 2 le 30 novembre 2015 qui excluaient 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 1^{er} 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.

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

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.

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 1^{er} 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			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
<i>En millions d'euros</i>							
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
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	0,4	-	0,4	0,6	-	0,6	0,9
<i>Dont autres missions d'audit</i>	0,1	-	0,1	0,5	-	0,5	0,6
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont services de due diligence</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont missions fiscales</i>	0,1	-	0,1	-	-	-	0,1
• Entités contrôlées	0,1	0,7	0,8	0,5	2,2	2,6	3,4
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	-	0,4	0,4	0,4	0,5	0,9	1,3
<i>Dont autres missions d'audit</i>	0,1	0,1	0,2	-	0,2	0,2	0,4
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	-	-	-	-	-	-	-
<i>Dont services de due diligence</i>	-	-	-	-	1,1	1,1	1,1
<i>Dont missions fiscales</i>	-	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.

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 1^{er} 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 CO₂, 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

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 réglementaire, 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 CO₂, 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 réglementaire ;

Notre réponse

- les hypothèses opérationnelles et réglementaires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard, notamment, des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des réglementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
 - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre groupe,
 - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché,
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et réglementaires.

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

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.

Notre réponse

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

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'Etat, 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.

Notre réponse

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 réglementaire 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 1^{er} 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 celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 821-55 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;

- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit figurent les risques d'anomalies significatives, que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 821-27 à L. 821-34 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa

Nadia Laadouli

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson

Guillaume Rouger

6.4 COMPTES SOCIAUX AU 31 DÉCEMBRE 2023

6.4.1 ÉTATS FINANCIERS SOCIAUX

Bilan

Actif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2023		31 déc. 2022
			Brut	Amortissements et dépréciations	Net
ACTIF IMMOBILISÉ					
Immobilisations incorporelles	3		2 173	1 543	576
Immobilisations corporelles	3		944	598	375
Immobilisations financières	4				
Titres de participation			75 967	12 070	63 897
Autres immobilisations financières			82	8	74
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	I		79 166	14 219	64 946
ACTIF CIRCULANT					
Stocks et en-cours	5				
Gaz			1 959	-	1 959
Certificats d'Économie d'Énergie			312	-	312
Autres stocks et en-cours			721	-	721
Avances et acomptes versés sur commandes			43	-	43
Créances d'exploitation	6				
Créances clients et comptes rattachés			10 105	936	9 169
Autres créances			1 226	-	1 226
Créances diverses					
Comptes courants des filiales			7 828	-	7 828
Autres créances			8 225	4	8 221
Valeurs mobilières de placement	7		4 751	-	4 751
Disponibilités			1 425	-	1 425
TOTAL ACTIF CIRCULANT	II		36 594	940	35 654
Comptes de régularisation	III	8	6 073	-	6 073
Écarts de conversion - actif	IV	8	270	-	270
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)		122 103	15 159	106 944

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

Passif

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
FONDS PROPRES			
CAPITAUX PROPRES	9		
Capital social		2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion		23 916	25 667
Écarts de réévaluation		38	38
Réserve légale		244	244
Autres réserves		22	-
Report à nouveau		100	-
Résultat net de l'exercice		500	1 697
Acompte sur dividende		-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement	10.2	1 122	1 036
Total capitaux propres	I	28 375	31 117
Autres fonds propres	II	1	1
Total fonds propres	I + II	28 376	31 118
Provisions pour risques et charges	III	10.1	3 520
Dettes	11		
Dettes financières	11		
Emprunts		37 499	31 864
Dettes rattachées à des participations		4 000	4 850
Comptes courants des filiales		4 946	3 551
Autres		639	620
Total dettes financières	IV	47 084	40 885
Passif circulant			
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours		73	5
Dettes fournisseurs et comptes rattachés		10 625	19 543
Dettes fiscales et sociales		2 198	1 806
Autres dettes		7 367	9 438
Total passif circulant	V	20 264	30 793
Total dettes	IV+V	67 348	71 678
Comptes de régularisation	VI	12	7 260
Écarts de conversion – passif	VII	12	440
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)	106 944	116 612

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

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Ventes d'énergie		49 653	63 735
Autre production vendue		4 496	4 765
Chiffre d'affaires	13.1	54 149	68 500
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		11	16
Production		54 161	68 516
Achats d'énergie et variation des stocks		(47 967)	(61 006)
Autres achats et charges externes		(7 375)	(7 099)
Valeur ajoutée		(1 181)	411
Subventions reçues		1 908	2 202
Impôts et taxes		(386)	(188)
Charges de personnel	13.2	(531)	(503)
Excédent brut d'exploitation		(190)	1 922
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(146)	(796)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(346)	(134)
Transfert de charges		22	5
Autres charges		(327)	54
Résultat d'exploitation		(987)	1 051
Résultat financier	14	662	1 786
Résultat courant		(325)	2 837
Résultat exceptionnel	15	578	(1 461)
Impôt sur les sociétés	16.2	247	321
RÉSULTAT NET		500	1 697

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

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2023	31 déc. 2022
Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	507	3 349
Variation des stocks		(1 902)	2 750
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		(7 534)	5 380
Variation des dettes fournisseurs		8 918	(5 567)
Variation des autres postes		3 276	(2 870)
Variation du besoin en fonds de roulement	2	2 757	(308)
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1-2) = I	(2 250)	3 657
Immobilisations incorporelles et corporelles		293	245
Immobilisations financières		3 400	4 272
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	1	3 693	4 517
Contributions de tiers		-	-
Produits des cessions d'éléments d'actif		509	6 922
Réduction des immobilisations financières		73	83
Ressources	2	582	7 005
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1-2) = II	3 111	(2 487)
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I-II) = III	(5 361)	6 145
Augmentation et diminution de capital	1	-	32
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	2	(3 427)	(2 083)
Emprunts obligataires		8 622	650
Emprunts Groupe		-	-
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		151	6 414
Appel au marché financier	3	8 774	7 064
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(4 139)	(8 013)
Remboursements	4	(4 139)	(8 013)
FINANCEMENT	(1+2+3+4) = IV	1 207	(2 999)
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III+IV) = V	(4 154)	3 146

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

6.4.2 NOTES AUX COMPTES SOCIAUX

NOTE 1	Règles et méthodes comptables	376	NOTE 13	Résultat d'exploitation	397
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	382	NOTE 14	Résultat financier	399
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	382	NOTE 15	Résultat exceptionnel	399
NOTE 4	Immobilisations financières	384	NOTE 16	Situation fiscale	399
NOTE 5	Stocks et en-cours	387	NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	400
NOTE 6	Créances	388	NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	408
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	389	NOTE 19	Litiges	412
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion actif	389	NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	413
NOTE 9	Capitaux propres	389	NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	414
NOTE 10	Provisions	391	NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	414
NOTE 11	Dettes financières	393			
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif	397			

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2023 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des Règlements ANC n° 2014-03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite, ainsi que les recommandations publiées par l'ANC.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations,

notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification dérogatoire donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

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

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la forte 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 importante des marchés ont également été pris en considération par le Groupe dans les estimations utilisées entre autres pour les tests de perte de valeur et les calculs des provisions.

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

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

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

- l'évaluation des titres de participation (cf. Note 4)

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre réglementaire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à comptabiliser des pertes de valeur ou à modifier celles déjà comptabilisées ;

- la valorisation des instruments financiers (cf. Note 17)

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA utilise des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif ;

Les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les variations de valeur de ces instruments ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, laquelle est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent, que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert.

- l'énergie en compteur (cf. Note 6)

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (cf. paragraphe *Créances d'exploitation* ci-après) ;

- l'évaluation des provisions pour risques et charges (cf. Note 10)

L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;

- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan (cf. Note 18)

L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amortis sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Concernant le traitement comptable des redevances d'utilisation de logiciels en mode SAAS - *software as a service*, elles sont immobilisées lorsqu'elles contribuent à la réalisation de développements immobilisables. Leur amortissement est calculé sur leur durée d'utilité. Dans les autres cas, elles sont constatées au compte de résultat au rythme des prestations rendues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- constructions : de 20 à 60 ans ;
- autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées

d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, d'y exercer une influence notable, ou d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée par référence à la valeur intrinsèque

correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, à la valeur de rendement laquelle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (selon les méthodes *discounted cash flow* - DCF- ou *dividend discount model* - DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

Le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence les titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la

quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la

valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation, figurent essentiellement dans ce compte.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

ENGIE SA a signé un contrat de liquidité avec un prestataire de service d'investissement, lui déléguant un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, dans le but d'assurer la liquidité et d'animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du PCG relative au traitement comptable des CEE relevant du modèle "économie d'énergie". Les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie laquelle est éteinte par l'achat des certificats, l'obtention des certificats par la réalisation de travaux donnant lieu à des économies d'énergie, ou encore le versement au Trésor Public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition, ou de production s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de

cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1^{er} janvier 2017. Il vise à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France, en assurant sur le long terme l'équilibre entre production et consommation.

Pour chaque année civile :

- les fournisseurs d'électricité sont obligés de détenir des garanties de capacité à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients ;
- les exploitants de capacité de production et d'effacement s'engagent sur un certain niveau de disponibilité lors des pointes hivernales et perçoivent en contrepartie des garanties de capacité ;
- les transactions relatives aux garanties de capacité s'exercent sur le marché des garanties de capacité géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

Conformément à la délibération de la commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2019, le prix de référence des écarts en capacité (PREC) correspond, depuis l'année de livraison 2020, au prix de la dernière enchère intervenue pour une année de livraison donnée avant qu'elle ne débute.

EPEX SPOT a organisé des enchères d'échanges de garanties de capacité pour les années de livraison 2024 et 2025 le

16 novembre 2023. Lors de cette enchère, les garanties de capacité se sont échangées au prix de 35 380 euros/MW pour l'année 2024 et au prix de 25 000 euros/MW pour l'année 2025.

La dernière enchère d'échanges de garanties de capacité pour l'année de livraison 2024, organisée par Epex Spot, est intervenue le 7 décembre 2023. Les garanties de capacité se sont échangées au prix de 6 200 euros/MW pour l'année 2024 et au prix de 9 368 euros/MW pour l'année 2025. Le Prix de Référence des Écarts en Capacité (PREC) de l'année 2024 est donc de 6 200 euros/MW.

ENGIE SA commercialise auprès d'une partie de sa clientèle des offres d'effacement indissociables de l'offre de fournitures d'électricité et est par ailleurs un obligé en tant que fournisseur d'électricité.

En l'absence de règlement spécifique de l'ANC, ENGIE SA applique aux garanties de capacité les dispositions du PCG relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie - modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un coût moyen unitaire pondéré (CMUP) du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen

utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du Gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont diminuées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives à l'énergie livrée et non facturée est également pris en compte.

Dispositif du bouclier tarifaire

Bouclier tarifaire gaz

La crise exceptionnelle des prix de gros du gaz naturel avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures de gaz des consommateurs.

Le dispositif de "bouclier tarifaire gaz" prévoit que les pertes de recettes supportées à compter du 1^{er} novembre 2021 par le fournisseur de gaz naturel constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État, dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés et approuvés par la commission de régulation de l'énergie (CRE) lors de l'établissement de la formule tarifaire.

Un mécanisme de rattrapage a été mis en place dès juillet 2022 pour compenser les pertes des fournisseurs d'énergie.

La loi de finances pour 2023 a reconduit le principe d'un bouclier tarifaire gaz avec une limitation de la hausse des tarifs réglementés de vente de gaz (TRVg) servant de référence au calcul de l'aide à 15% en moyenne au 1^{er} janvier 2023. Cette hausse s'accompagne, pour les ménages modestes, de l'envoi d'un chèque énergie exceptionnel à compter de décembre 2022.

À partir du 1^{er} janvier 2023, le dispositif du bouclier tarifaire sur le gaz pour les particuliers a été élargi à tous les consommateurs résidentiels consommant plus de 30 MWh/an, et aux copropriétés consommant plus de 150 MWh/an quelle que soit la nature du contrat souscrit (offre au TRVg ou offre de marché, offre indexée sur le tarif réglementé de vente - TRV- ou offre à prix fixe). Il s'agit d'un dispositif également appelé bouclier collectif gaz.

Bouclier tarifaire électricité

La crise exceptionnelle des prix de gros de l'électricité avait conduit le Gouvernement français à mettre en place, à compter de 2022, un ensemble de mesures d'urgence pour limiter la hausse des factures d'électricité des consommateurs.

La loi de finances pour 2023 dispose que :

- la baisse de la TICFE à son taux minimal reste inchangée jusqu'au 31 janvier 2024. Cette mesure est prise en charge par le budget de l'État ;
- par dérogation au Code de l'énergie, l'article 181 prévoit la possibilité pour le gouvernement de bloquer la proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVe) de la CRE pour limiter leur augmentation à 15% TTC en moyenne à compter du 1^{er} février 2023 (bouclier tarifaire 2023).

Le bouclier tarifaire prolongé en 2023, initialement destiné aux particuliers, s'étend depuis 2023 aux TPE disposant d'un compteur électrique d'une puissance inférieure à 36 kilovoltampère (kVA). Cette extension est intégrée dans la loi de finances pour 2023.

L'amortisseur électricité, mis en place pour les PME, TPE et collectivités non bénéficiaires des boucliers tarifaires, prend effet du 1^{er} janvier 2023 jusqu'au 31 décembre 2023.

Une aide spécifique, à destination des ménages vivant en habitat collectif chauffé collectivement à l'électricité, autrement appelée bouclier collectif électricité, a été mise en place par les décrets n° 2022-1764 et n° 2022-1763 pour la période courant du 1^{er} juillet 2022 à la fin décembre 2023.

La CRE a fixé un prix de l'ARENH de 42 euros/MWh pour 2023 et un volume global maximal ramené à son niveau classique de 100 TWh par an.

L'article 181 de la loi de finances pour 2023 confirme que les pertes de recettes ainsi supportées par les fournisseurs entre le 1^{er} février 2023 et le 1^{er} février 2024 constituent des charges imputables aux obligations de service public au titre de 2023 et donnent lieu à compensation.

En conséquence, ENGIE SA a constaté une subvention au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes de gaz réalisées au TRVg et par les pertes de recettes ainsi supportées par les fournisseurs d'électricité (cf. Note 6).

La CRE avait également intégré dans sa délibération du 19 janvier 2023 une composante de rattrapage en 2023, pour compenser les pertes subies par les fournisseurs d'électricité en 2022. Une charge de réversion est ainsi comptabilisée entre février 2023 et janvier 2024.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge.

Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et remise en état des sites est constituée dans les comptes d'ENGIE SA pour les sites concernés. Les provisions reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état

actuel des connaissances techniques et des exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre in fine la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres

d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité)

ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1^{er} janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la

désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (cf. Note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Dettes financières

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994, à savoir en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, l'horizon de remboursement n'étant pas perpétuel.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le Règlement ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1^{er} janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1^{er} janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices**Faits significatifs de l'exercice**

Néant

Comparabilité des exercices

L'exercice 2023 est comparable à l'exercice 2022.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles**3.1 Valeurs brutes**

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2023
Incorporelles	2 041	239	(115)	8	2 173
Applications informatiques	1 464		(105)	203	1 562
Mali techniques ⁽¹⁾	-				-
Autres	370	-	(2)	-	368
En-cours ⁽¹⁾	207	239	(7)	(195)	243
Corporelles	937	53	(38)	(8)	944
Terrains	36	1	-	1	37
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	372	-	(3)	5	374
Installations techniques	315	-	(18)	11	308
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	135	-	(14)	2	123
Autres	25	-	(1)	4	28
En-cours	51	51	(2)	(30)	71
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	2 978	292	(153)	-	3 117

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2023
Incorporelles	1 356	181	(84)	1 453
Applications informatiques	1 115	159	(83)	1 191
Autres	241	22	(1)	262
Corporelles	540	35	(30)	545
Terrains	-	1	-	1
Actif de démantèlement	3			3
Constructions	271	9	(3)	277
Installations techniques	156	15	(15)	156
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	88	10	(12)	86
Autres	22	1	(1)	22
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	1 896	215	(114)	1 999

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2023
Immobilisations incorporelles	108		(19)	89
Immobilisations corporelles	22	38	(6)	54
TOTAL	130	38	(25)	143

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2023
Dotations aux amortissements d'exploitation	199	196
Dotation aux amortissements linéaires	198	196
Dotation aux amortissements dégressifs	1	
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	20	19
Reprises sur amortissements	-	-

3.3 Valeurs nettes

Les valeurs nettes des immobilisations incorporelles et corporelles s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2023	Valeurs nettes au 31 déc. 2022
Incorporelles	2 173	(1 453)	(89)	630	576
Applications informatiques	1 561	(1 191)	(1)	369	346
Autres	368	(262)	(88)	19	23
En-cours	243	-	-	243	207
Corporelles	944	(544)	(54)	346	375
Terrains	37	(1)	-	36	35
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	374	(276)	(6)	92	94
Installations techniques	308	(156)		152	159
Inst. Génér., agencements et aménagements divers	123	(86)	(12)	25	35
Autres	28	(22)	(36)	(30)	3
En-cours	71	-		71	50
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	3 117	(1 998)	(144)	976	952

NOTE 4 Immobilisations financières**4.1 Valeurs brutes**

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2023
Titres de participation	73 039	3 425	(466)	(31)	75 967
Titres de participation consolidés	72 644	3 014	(56)	-	75 602
Titres de participation consolidés – Malis techniques ⁽¹⁾	32	-	-	-	32
Titres de participation non consolidés	363	411	(410)	(31)	333
Autres immobilisations financières	153	431	(503)	-	81
Autres titres immobilisés	40	1	-	-	41
Créances rattachées à des participations	72	4	(76)	-	-
Prêts	16	13	(14)	-	15
Autres immobilisations financières	25	413	(413)	-	25
TOTAL	73 192	3 856	(969)	(31)	76 048

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2023 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- cession des titres RESERVOIR SUN pour 56 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE ENERGIES SERVICES INTERNATIONAL pour 2 200 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE IT pour 310 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital de GRDF pour 250 millions d'euros ;

- souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE Management Company pour 150 millions d'euros ;
- souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE NEW BUSINESS pour 94 millions d'euros ;
- liquidation de la société CELIZAN pour 31 millions d'euros ;
- acquisition de la société ENGIE HYDROGEN INTERNATIONAL pour 10 millions d'euros.

La variation des créances rattachées, pour 69 millions d'euros, correspond au remboursement du prêt accordé à VILOREX.

Au 31 décembre 2023, le poste "autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 15 millions d'euros ;
- titres détenus dans le cadre de contrats de liquidités pour 10 millions d'euros.

4.2 Dépréciations

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2023
Titres de participation consolidés	12 473	1 114	(1 801)	-	11 786
Titres de participation consolidés – Malis techniques ⁽¹⁾	31	-	-	-	31
Titres de participation non consolidés	281	5	(2)	(31)	253
Autres titres immobilisés	7	1	-	-	8
Créances rattachées à des participations	69	-	(69)	-	-
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	12 861	1 120	(1 872)	(31)	12 078

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
 - ENGIE ENERGIES SERVICES INTERNATIONAL pour 485 millions d'euros,
 - ENGIE NEW BUSINESS pour 258 millions d'euros,
 - ENGIE IT pour 191 millions d'euros,
 - ENGIE Management Company pour 150 millions d'euros,
 - ENGIE CHINA INVESTMENT COMPANY pour 16 millions d'euros,
 - ENGIE NEW VENTURES pour 10 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
 - ELECTRABEL pour 1 766 millions d'euros,
 - CELIZAN pour 31 millions d'euros,
 - GENFINA pour 28 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence à :

- la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- la valeur de rendement pour les sociétés cotées en bourse : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les valeurs recouvrables sont déterminées, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique. La trajectoire choisie par ENGIE privilégie un mix équilibré, dans lequel le gaz renouvelable ainsi que le captage et le stockage du dioxyde de carbone sont intégrés afin de garantir les meilleurs niveaux de rendement et de résilience du système énergétique. Cette trajectoire est reprise dans le rapport produit par le Groupe dans le cadre de l'initiative *Task Force on Climate Related Financial Disclosures* (TCFD). Les facteurs de risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux sont également détaillés dans le Document d'enregistrement universel du Groupe.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- production et vente d'électricité :
 - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
 - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient,
 - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique ;
- commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- gestion et optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2023	Valeurs nettes au 31 déc. 2022
Titres de participation	75 967	(12 070)	63 897	60 254
Titres de participation consolidés	75 602	(11 786)	63 816	60 171
Titres de participation consolidés - Malis techniques ⁽¹⁾	32	(31)	1	1
Titres de participation non consolidés	333	(253)	80	82
Autres immobilisations financières	81	(8)	73	77
Autres titres immobilisés	41	(8)	33	33
Créances rattachées à des participations	-	-	-	3
Prêts	15	-	15	16
Autres immobilisations financières	25	-	25	25
TOTAL	76 048	(12 078)	63 970	60 331

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant principalement sur les titres Electrabel.

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau n'ont pas fait l'objet d'audit.

En millions d'euros	Capital social	Autres capitaux propres	% du capital détenu	Valeur comptable des titres détenus		Montant des prêts et avances consentis	Montant des cautions et avals fournis	Chiffre d'affaires	Bénéfice net ou perte	Dividendes encaissés en 2023	Date de clôture
				Brut	Provisions						
Raison sociale											
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
AGUA PROVINCIALES DE SANTA FE	-	(180)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(12)	-	déc. 2020
COGAC	1 717	888	100,00%	3 430	-	-	-	-	1 062	-	déc. 2023
ELECTRABEL	5 790	8 008	99,13%	34 148	(7 925)	-	-	14 681	(3 568)	-	déc. 2023
ELECTRABEL France	507	235	100,00%	1 641	-	-	-	44	(269)	20	déc. 2023
ENGIE ALLIANCE	100	(13)	64,00%	62	-	(42)	-	-	(13)	-	déc. 2023
ENGIE CHINA INVEST COMPANY	43	(34)	100,00%	123	(114)	-	-	-	-	-	déc. 2023
ENGIE ÉNERGIE SERVICES	699	821	100,00%	2 933	-	-	-	2 926	145	600	déc. 2023
ENGIE ÉNERGIE SERVICES INTERNATIONAL	2 936	1 797	100,00%	6 108	(911)	-	-	-	(98)	-	déc. 2023
ENGIE FINANCE	5 460	142	100,00%	5 567	-	5 956	-	-	18	109	déc. 2023
ENGIE IT	142	(24)	100,00%	538	(419)	-	-	433	(24)	-	déc. 2023
ENGIE MANAGEMENT COMPANY	30	(32)	100,00%	265	(265)	-	-	164	(32)	-	déc. 2023
ENGIE NEW BUSINESS	458	(769)	100,00%	461	(461)	-	-	-	(569)	-	déc. 2023
ENGIE NEW VENTURES	69	(70)	100,00%	92	(60)	-	-	-	(22)	-	déc. 2023
ENGIE RASSEMBLEUR D'ÉNERGIES	50	(24)	100,00%	50	(13)	-	-	-	(2)	-	déc. 2023
GDF INTERNATIONAL (ENGIE Group Participations à compter du 1 ^{er} janvier 2024)	3 972	319	100,00%	3 972	-	-	-	3	382	-	déc. 2023
GENFINA	100	440	100,00%	2 627	(1 322)	-	-	-	10	-	déc. 2023
GRDF	1 836	1 067	100,00%	8 655	-	-	-	3 252	(178)	366	déc. 2023
GRT Gaz	640	4 270	60,79%	1 901	-	-	-	2 188	429	300	déc. 2023
SFIG	2	3	100,00%	94	(86)	-	-	2	(2)	-	déc. 2023
SOPRANOR	-	1	100,00%	245	(243)	-	-	-	(2)	-	déc. 2023
STORENGY SAS	2 733	234	100,00%	2 733	-	-	-	73	209	126	déc. 2023
50FIVE	41	(38)	63,29%	34	(34)	-	-	30	(1)	-	déc. 2023
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	1	(8)	48,20%	145	(145)	-	-	-	-	-	déc. 2020
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	62	(26)	-	-	-	-	3	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	9	-	-	-	-	-	-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	14	(8)	-	-	-	-	-	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	38	(7)	-	-	-	-	6	
Valeurs étrangères (données en monnaie locale d'opération)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				76 010	(12 078)					1 530	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2023
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	3 675	2 126	(3 842)	1 959
Certificats d'Économie d'Énergie	492	984	(1 164)	312
Garanties de capacités	724	173	(179)	718
Garanties d'origine	3			3
TOTAL	4 894	3 283	(5 185)	2 992

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2023
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	-	-	-	-
Certificats d'Économie d'Énergie	-	-	-	-
Garanties de capacités	-	-	-	-
Garanties d'origine	-	-	-	-
TOTAL	-	-	-	-

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2023	Valeurs nettes au 31 déc. 2022
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	1 959	-	1 959	3 675
Certificats d'Économie d'Énergie	312	-	312	492
Garanties de capacités	718	-	718	724
Garanties d'origine	3	-	3	3
TOTAL	2 992	-	2 992	4 894

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2023 est en diminution de 1 716 millions d'euros par rapport à fin décembre 2022. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des prix des quantités achetées.

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le dispositif des CEE repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics à certains fournisseurs d'énergie (les "obligés"). Le niveau d'obligation est défini par période d'obligation et réparti entre les types d'énergie. Les obligés s'acquittent de leur obligation par l'obtention de CEE équivalents aux nombres de TWh cumac devant être économisés.

La cinquième période d'obligation d'économies d'énergie, qui s'étend du 1^{er} janvier 2022 au 31 décembre 2025, s'est accompagnée de plusieurs changements réglementaires :

- le décret 2021-712 du 3 juin 2021, lequel a :
 - introduit une évolution graduée des seuils de franchise pour l'électricité et le gaz au cours de la période, afin d'étendre l'obligation à plus de fournisseurs et d'éviter une distorsion de concurrence entre acteurs,
 - fixé un premier objectif global, pour la 5^e période, de 2 500 TWhc, à savoir 1 770 TWh cumac d'obligation classique, et 730 TWh cumac au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en progression de 37%,
 - recentré l'obligation précarité sur les ménages les plus vulnérables,

- modifié le calcul du montant des obligations pour chaque type d'énergie (articles R. 221-4 et R. 221-4-1 du code de l'énergie) : le montant d'obligations exprimé en KWh cumulé actualisé est rapporté au volume d'énergie vendu ou mis à la consommation ;
- complété par le décret n° 2022-1368 du 27 octobre 2022 lequel a relevé de 25% les obligations CEE pour les années 2023 à 2025, soit respectivement, 200 TWhc d'obligation CEE classique et 400 TWhc au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique :
- augmentation des coefficients d'obligation d'économies d'énergie "classique" prévus à l'article R. 221-4 du code de l'énergie,
- augmentation du coefficient relatif à l'obligation d'économies d'énergie à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique prévu à l'article R. 221-4-1 du même code.

L'objectif global pour la P5 s'élève à 3 100 TWhc, contre 2 133 TWhc pour la 4^e période.

En application du décret n° 2022-1368, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) "classique" est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants :

- 0,485 kWh cumac/kWh vendu pour le gaz naturel en 2023 et les années suivantes (contre 0,422 kWh cumac/kWh vendu en 2022) ;

- 0,478 kWh cumac/kWh vendu pour l'électricité en 2023 et les années suivantes (contre 0,416 kWh cumac/kWh vendu en 2022).

En complément à l'obligation "classique", l'obligation "précarité" est déterminée en appliquant au volume d'obligations "classiques" le coefficient de proportionnalité égal à 0,620 en 2023 et les années suivantes (contre 0,412 en 2022).

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

Les obligations de capacités sont dépendantes des volumes de ventes d'électricité.

En 2023, ENGIE SA a vu ses ventes d'électricité décroître en volume, et diminue ses stocks de CRM pour couvrir ses obligations en corrélation.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2023	Degré de liquidité		
		À fin 2024	De 2025 à 2028	2029 et au-delà
Actif immobilisé	82	-	10	72
Créances rattachées à des participations	-	-	-	-
Prêts	16	-	-	16
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	66	-	10	56
Actif circulant	27 427	27 241	138	48
Créances clients et comptes rattachés ⁽¹⁾	10 105	10 032	73	-
Comptes courants des filiales	7 828	7 828	-	-
Autres créances d'exploitation ⁽²⁾	1 226	1 226	-	-
Autres créances	8 225	8 112	65	48
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	43	43	-	-
TOTAL	27 509	27 241	148	120

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 1 662 millions d'euros TTC au 31 décembre 2023 contre 1 166 millions d'euros TTC au 31 décembre 2022.

(2) Dont 248 millions d'euros de subventions à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes d'électricité et 85 millions d'euros de subventions reçues au titre de la compensation des charges de service public pour les ventes de gaz au TRVG.

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2023
Créances rattachées à des participations	69	-	(69)	-	-
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés	986	743	(793)	-	936
Autres créances diverses	2	2	-	-	4
TOTAL	1 058	745	(862)	-	940

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2023	Valeurs nettes au 31 déc. 2022
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	177	-	177	189
OPCVM	3 587	-	3 587	4 402
Dépôts à terme	986	-	986	1 471
TOTAL	4 751	-	4 751	6 062

La valeur des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2023 est de 177 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation, tous les titres d'autocontrôle en stock étant affectés à un plan.

Ces titres sont valorisés au cours du jour de décision d'attribution (Conseil d'Administration) du plan auquel ils sont affectés et sont conservés jusqu'à leur livraison à leur valeur

nette comptable. Ils font l'objet d'une provision constatée au passif pour un montant correspondant à l'étalement de la charge sur la période d'acquisition (cf. Note 10.1.2).

Les OPCVM inscrits à l'actif pour une valeur nette de 3 587 millions d'euros ont une valeur de marché de 3 633 millions d'euros au 31 décembre 2023.

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2023
Primes de remboursement des emprunts	145	68	(21)	192
Frais d'émission d'emprunts à étaler	43	22	(13)	52
Contrats optionnels	3 234		(2 132)	1 102
Instruments financiers	5 597	54	(925)	4 726
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	9 019	144	(3 091)	6 073
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	292	30	(52)	270

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;

- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 9 Capitaux propres

9.1 Capital social – Actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro nominal, confère un droit de vote simple.

Capital social	
Actions composant le capital social au début de l'exercice	2 435 285 011
Nombre total d'actions composant le capital social	2 435 285 011

Les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité au cours de l'exercice ont consisté en des acquisitions cumulées de 28 238 105 actions et des cessions cumulées de 28 238 105 actions ayant généré une plus-value nette de 321 537,71 euros. Au 31 décembre 2023, ENGIE SA ne détient plus d'actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. Note 9.3), ENGIE SA détient 13 835 367 actions propres au 31 décembre 2023.

9.2 Évolution des capitaux propres

Capitaux propres au 31 décembre 2022	31 117
Dividendes 2022 versés	(3 427)
Report à nouveau	100
Provisions réglementées – Subventions investissements	86
Résultat de l'exercice	500
Capitaux propres au 31 décembre 2023	28 375

ENGIE SA a versé en 2023 :

- au titre de l'exercice 2022, un dividende de 1,40 euro par action pour un montant total de 3 391,16 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement des dividendes pour 18,23 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,140 euro par action pour un montant total de 36,1 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de deux ans et de la satisfaction à des conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2023, ENGIE SA a attribué 676 341 actions gratuites à certains salariés du groupe ENGIE. En 2023, ENGIE SA a livré 4 450 881 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de turn-over, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 15 420 540 actions au 31 décembre 2023.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2023, le nombre d'actions affectées à la couverture des obligations d'ENGIE SA d'attribution d'actions gratuites est de 13 835 367 au 31 décembre 2023, pour un montant total de 177 millions d'euros, net de provision. La valeur de marché ressort à 220 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Historique des plans en vigueur	Volumes d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période (en millions d'euros)	
				2023	2022
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 13 décembre 2017		-	-	-	1,59
Plan LINK Abondement 2 août 2018	279 557	271 826	13,440	(3,32)	(0,75)
Plan ENGIE 11 décembre 2018	113 715	70 670	12,260	(1,33)	51,64
Plan ENGIE 27 février 2019			-	-	1,13
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	3 811 013	14,730	(63,77)	(21,54)
Plan ENGIE 26 février 2020	129 442	117 503	15,640	(1,78)	1,14
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 682 498	11 125	12,670	17,70	(17,83)
Plan ENGIE 25 février 2021	280 822	143 590	12,605	(1,08)	(1,46)
Plan ENGIE 16 décembre 2021	4 641 679	10 825	13,000	16,56	(16,60)
Plan ENGIE 14 février 2022	414 476	5 829	14,298	2,50	(1,99)
Plan ENGIE 20 avril 2022	120 000		12,078	0,85	-
Plan ENGIE 8 décembre 2022	4 375 789	8 500	14,292	18,99	(1,12)
Plan LINK Abondement 22 décembre 2022	228 935	-	13,614	0,62	(0,02)
Plan ENGIE 20 février 2023	556 341	-	14,250	2,77	-
Plan ENGIE 20 avril 2023	120 000		14,250	0,48	
TOTAL	20 716 847	4 450 881		(10,80)	(5,82)

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2023
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	225	8	(18)		216
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	214	65	(63)	(12)	204
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	21	2			23
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	938	135	(92)	(3)	977
Garantie sur cessions	-	4			4
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	288	311	(286)		313
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 441	1 627	(1 285)	-	1 783
TOTAL	3 127	2 152	(1 744)	(15)	3 520

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2023 s'élèvent à 216 millions d'euros contre 225 millions d'euros en 2022 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2023
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	220	8	(18)	-	211
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	-	-	5
TOTAL	225	8	(18)	-	216

La provision pour reconstitution des sites (hors plan national de cession - PNC) de 211 millions d'euros au 31 décembre 2023 couvre les coûts de remise en état sur les sites anciennes usines à Gaz (AUG) pour 210 millions d'euros et les coûts de remise en état de bureaux (tour T2) pour 1 million d'euros.

Elle se décompose comme suit :

- dépollution des sols des sites pérennes AUG pour 136 millions d'euros ;
- dépollution des sols des sites AUG en cours de cession pour 44 millions d'euros ;
- contentieux des sites AUG pour 30 millions d'euros ;
- remise en état de T2 pour 1 million d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2023, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 4 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 10,2 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, les rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture,

les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 67,9 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 82,1 millions d'euros au 31 décembre 2023. La Note 18.4 reprend le détail de la variation de ces provisions.

Les indemnités de fin de carrière sont partiellement couvertes par des fonds assurantiels. Le découvert correspondant ressort à 13 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés

Au 31 décembre 2023, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés s'élèvent à 121 millions d'euros contre 132 millions d'euros au 31 décembre 2022. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 1,8 million d'euros comme au 31 décembre 2022.

En 2023, ENGIE SA a constaté une dotation de 61 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une

reprise de 72 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux liés aux vérifications de comptabilités opérées par l'administration fiscale française.

La provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 23 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 21 millions d'euros au 31 décembre 2022. Elle porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2023, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 135 millions d'euros et repris un montant de 36 millions d'euros, conduisant à un solde de 703 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisait partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était par conséquent neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce

Dans le cadre de la cession des sociétés Equans à Bouygues le 22 octobre 2022, et au terme de la convention de sortie signée avec les sociétés françaises Equans anciennement membres du groupe fiscal, ENGIE SA supporte intégralement les redressements notifiés par l'administration fiscale aux dites sociétés. Une provision pour risque fiscal a été constatée à ce titre au 31/12/2023 pour un montant de 1,5 millions d'euros.

suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2023, 59 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris ; la reprise au 31 décembre 2022 était de 61 millions d'euros.

Au 31 décembre 2023, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 977 millions d'euros dont 274 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Les autres provisions pour risques et charges recouvrent principalement les provisions pour risques sur autres tiers, pour litiges commerciaux et réclamations ainsi que les risques de change et de taux.

Les dotations et reprises sur ces provisions impactent principalement les résultats exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2023 s'élèvent à 1 783 millions d'euros, contre 1 441 millions d'euros en 2022, et est constituée des montants suivants :

- contrats déficitaires : 1 132 millions d'euros :
 - 316 millions d'euros sur contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité répondent à la définition comptable des contrats déficitaires. Ces contrats ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe et les coûts inévitables pour satisfaire à leurs obligations sont supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus,
 - 708 millions d'euros sur le contrat de *tolling* relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), signé en 2011, et portant jusqu'à 2028 comme structurellement et durablement déficitaire compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité,

- 108 millions d'euros relatifs à deux contrats immobiliers répondant également depuis 2020 aux critères de contrats déficitaires ;
- autres risques : 447 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour juste valeur de marché négative des commodités pour 436 millions d'euros ;
- risques de taux : 28 millions d'euros ;
- litiges : 58 millions d'euros ;
- restructuration : 85 millions d'euros dont 35 millions d'euros au titre de la provision Yellow et 18 millions d'euros au titre de la provision pour T2 ;
- risques sur perte de change : 30 millions d'euros ;
- charges diverses : 3 millions d'euros dont l'essentiel provient de la provision Yellow.

La provision pour risques filiales s'élève à 313 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 288 millions d'euros au 31 décembre 2022.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2023
Provisions réglementées	1 012	403	(315)	-	1 099
Amortissements dérogatoires	568	360	(315)	-	612
Provision pour hausse de prix	444	43	-	-	487
Provision pour investissement	-	-	-	-	-
Subventions d'investissement	24	-	(1)	-	22
TOTAL	1 036	403	(316)	-	1 122

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022
Emprunts	37 499	31 864
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 393
Emprunts obligataires	27 739	20 464
Autres emprunts	6 368	8 007
Dettes rattachées à des participations	4 000	4 850
Comptes courants filiales	4 946	3 551
Autres dettes financières	639	620
Dépôts reçus de la clientèle	84	74
Dépôts reçus sur dérivés	-	-
Intégration fiscale	59	208
Part courue des charges d'intérêts	457	269
Soldes créditeurs de banques	28	36
Divers	12	33
TOTAL	47 084	40 885

L'augmentation de 6 199 millions d'euros des dettes financières s'explique principalement par :

- l'augmentation de 7 275 millions d'euros d'emprunts obligataires correspondant pour 8 690 millions d'euros aux nouvelles émissions de l'année 2023 compensées par des arrivées à échéance pour 1 482 millions d'euros ;
- une diminution des autres emprunts pour 1 639 millions d'euros (baisse de l'en-cours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 1 667 millions d'euros, baisse de l'en-cours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 113 millions d'euros, et tirage sur une ligne de crédit pour 150 millions d'euros) ;

- le remboursement de l'emprunt auprès d'ENGIE Alliance pour 850 millions d'euros ;
- la hausse des positions créditrices des comptes courants des filiales pour 2 401 millions d'euros ;
- la hausse des comptes courants d'intégration fiscale de 1 395 millions d'euros.

11.2 Échéancier des dettes

En millions d'euros	Au 31 déc. 2023	Degré d'exigibilité		
		À fin 2024	De 2025 à 2028	2029 et au-delà
Dettes financières	47 084	16 369	12 108	18 607
Emprunts obligataires hybrides	3 393	338	2 350	705
Emprunts obligataires	27 739	841	9 401	17 497
Autres emprunts	6 368	5 606	357	405
Dettes rattachées à des participations	4 000	4 000	-	-
Comptes courants filiales	4 946	4 946	-	-
Autres dettes financières	639	639	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	10 625	10 625	-	-
Dettes fiscales et sociales	2 198	2 198	-	-
Autres dettes	7 367	7 367	-	-
Avances clients et comptes rattachés	882	882	-	-
Autres	6 486	6 486	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	73	73	-	-
TOTAL	67 348	36 633	12 108	18 607

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2023	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	338	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	705	07/2021	07/2031	1,875%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2023	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	1 246	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	480	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	343	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	627	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	604	03/2020	03/2025	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2028	1,750%	Paris
En millions d'euros	750	03/2020	03/2032	2,125%	Paris
En millions d'euros	575	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2029	0,375%	Paris
En millions d'euros	650	09/2022	09/2029	3,500%	Paris
En millions d'euros	750	10/2021	10/2036	1,000%	Paris
En millions d'euros	1 175	01/2023	01/2035	4,000%	Paris
En millions d'euros	750	01/2023	01/2043	4,250%	Paris
En millions d'euros	1 100	01/2023	01/2030	3,625%	Paris
En millions d'euros	500	09/2023	09/2027	3,750%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	01/2031	3,875%	Paris
En millions d'euros	800	09/2023	09/2034	4,250%	Paris
En millions d'euros	900	09/2023	09/2042	4,500%	Paris
En millions d'euros	600	12/2023	12/2026	3,625%	Paris
En millions d'euros	900	12/2023	12/2033	3,875%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	1 100	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	650	04/2023	04/2053	5,630%	Paris

	Au 31 déc. 2023	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de francs suisses	190	07/2023	01/2027	2,340%	Zürich
En millions de francs suisses	225	07/2023	07/2031	2,490%	Zürich
Placements privés					
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	100	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	10/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2023, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : 4 508 millions d'euros, de *Negociable European Commercial Paper* (NEU CP) : 1 098 millions d'euros (contrevalant de 1 213 millions de dollars américains) d'*United States Commercial Paper* (USCP). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

L'en-cours de lignes de crédit utilisé par ENGIE SA à la clôture est de 759 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance a été remboursé pour 850 millions d'euros et celui auprès d'ENGIE Finance est stable à 4 000 millions d'euros à la clôture.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 669	7 473	75	175
Dettes rattachées à des participations	4 000	4 850	4 000	4 850
Autres emprunts	4 662	6 188	4 026	5 389
Comptes courants des filiales	4 946	3 551	4 946	3 551
Autres dettes financières	-	49	-	9
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 393	3 393	3 393
Emprunts obligataires	22 070	12 991	27 664	20 289
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	1 705	1 819	2 341	2 619
Autres dettes financières	639	571	639	610
TOTAL	47 084	40 885	47 084	40 885

11.3.2 Répartition par devise

En millions d'euros	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
	31 déc. 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 393	3 393	3 393	3 393
Emprunts obligataires	27 739	20 464	23 906	17 735
Dettes rattachées à des participations	4 000	4 850	4 000	4 850
Autres emprunts	6 367	8 008	5 269	6 797
Comptes courants des filiales	4 032	2 535	4 032	2 535
Autres dettes financières	578	619	578	594
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-	-	-
Emprunts obligataires	-	-	3 833	2 729
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 098	1 211
Comptes courants des filiales	914	1 016	914	1 016
Autres dettes financières	61	-	61	25
TOTAL	47 084	40 885	47 084	40 885

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2022	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2023
Contrats optionnels	5 803		(3 546)	2 257
Instruments financiers	4 434	620	(51)	5 003
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	10 237	620	(3 597)	7 260
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	452	43	(55)	440

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;

- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devises.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (cf. Note 10.1.5).

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodities.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Ventes d'énergie		
• en France	22 765	22 282
• à l'étranger	26 888	41 453
Travaux, études et prestations de services	3 518	3 871
Produits des activités annexes et autres ventes	978	894
TOTAL	54 149	68 500

La baisse du chiffre d'affaires est le résultat d'effets prix et volumes négatifs, principalement sur les ventes aux autres opérateurs gaziers.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	23 583	48 097
• Électricité	26 070	15 639
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	3 518	3 871
• Produits des activités annexes et autres ventes	978	894
TOTAL	54 149	68 500

Au 31 décembre 2023, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 2 788 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2022	Variation	31 déc. 2023
Exécution	174	(6)	168
Maîtrise	1 422	(58)	1 364
Cadre	2 539	(97)	2 442
TOTAL	4 135	(161)	3 974

L'effectif au 31 décembre 2023 s'élève à 3 974 contre 4 135 en 2022.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Traitements et salaires	(297)	(292)
Charges sociales	(126)	(159)
Intéressement	(16)	(17)
Autres charges	(92)	(34)
TOTAL	(531)	(503)

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	(10)	208
Autres provisions pour charges	(3)	(23)
Autres provisions pour risques	358	(51)
TOTAL	346	134

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 75,2 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 3,9 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour risques pour 417,6 millions d'euros dont principalement la provision pour moins-value latente (juste valeur négative des instruments

financiers dérivés) sur commodités pour 414,3 millions d'euros ;

- dotation nette aux provisions pour litiges commerciaux pour 11,5 millions d'euros ;
- reprise nette de la provision pour reconstitution des sites pour 9,6 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour charges diverses pour 2,7 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 22 millions d'euros au 31 décembre 2023 (principalement coûts de gestion et de réallocation de l'emploi) contre 5 millions d'euros au 31 décembre 2022.

13.5 Subvention d'exploitation

Les subventions d'exploitation intègrent les produits de subvention à recevoir au titre de la compensation des charges de service public induites par le gel tarifaire pour les ventes aux tarifs réglementés de gaz et électricité réalisées au cours de l'année.

NOTE 14 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2023	31 déc. 2022
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(2 005)	991	(1 014)	(544)
Revenus des créances rattachées à des participations	-	-	-	8
Résultat de change	(574)	768	194	(281)
Dividendes reçus	-	1 530	1 530	2 552
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(50)	1	(49)	52
TOTAL	(2 628)	3 290	662	1 786

NOTE 15 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2023	31 déc. 2022
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(39)	3	(36)	(37)
Cessions d'immobilisations financières	(466)	506	41	1 018
Provision pour hausse de prix	(43)	-	(43)	(324)
Amortissements dérogatoires	(360)	315	(45)	22
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(1 431)	2 158	727	(1 635)
Autres	(164)	98	(66)	(505)
TOTAL	(2 502)	3 080	578	(1 461)

La ligne "Autres" comprend notamment diverses charges de restructuration et des dépréciations exceptionnelles de logiciels informatiques.

NOTE 16 Situation fiscale

16.1 Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

16.2 Impôts sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2023 est de 25,82%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

En millions d'euros	2023			2022		
	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal)						
• résultat courant	(325)		(325)	2 838		2 838
• résultat exceptionnel	578		578	(1 461)		(1 461)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		247	247	-	321	321
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement	233				204	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés	(41)				97	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2023/2022)	55				20	
TOTAL	253	247	500	1 377	321	1 698

* Un signe positif traduit un produit d'impôt.

En 2023 contrairement à 2022, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérés, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 246,8 millions d'euros en 2023 contre un produit d'impôt de 320,6 millions d'euros en 2022 et s'articule comme suit :

- un produit d'intégration fiscale de 233,3 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 204 millions d'euros en 2022. Ce gain d'intégration fiscale résulte de la différence entre :
 - la contribution à l'impôt groupe dû par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 232,8 millions d'euros contre 338,6 millions d'euros en 2022, et
 - le produit d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré de 0,5 million d'euros en 2023 contre une charge d'IS de 134,6 millions d'euros en 2022,

- une dotation nette de provision pour impôt de 41,1 millions d'euros en 2023, contre une reprise nette de 97 millions d'euros en 2022, intégrant notamment :
 - 98,5 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 36,2 millions d'euros de reprise nette en 2022,
 - 1,2 million d'euros de dotation nette pour risques fiscaux contre rien en 2022,
 - 58,6 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz, contre 60,9 millions d'euros en 2022 ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 54,6 millions d'euros en 2023 contre 19,6 millions d'euros en 2022, liés essentiellement à la variation de la contribution interne des filiales intégrées fiscalement en 2022 (N-1) pour 28,8 millions d'euros et l'ajustement du stock de CIR de 2023 pour 18,3 millions d'euros.

16.3 Situation fiscale différée

La situation fiscale différée présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

	2023	2022
<i>En millions d'euros</i>	25,82%	25,82%
Année de retournement	2024 et +	2023 et +
Bases passives d'imposition différée		
• Charges déductibles non comptabilisées	270	293
• Produits comptabilisés non imposés	67	84
Bases actives d'imposition différée		
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	1 903	1 872
• Produits imposés non comptabilisés	514	497
Base fiscale différée nette	2 080	1 994
• Effet théorique d'imposition différée	537	515

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling*, la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une

gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, à des émissions de NEU CP (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et d'USCP (*United States Commercial Paper*) aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des en-cours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un en-cours de 10 955 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 4 500 millions d'euros et 4 000 millions d'euros respectivement à échéance septembre et décembre 2028. Au

31 décembre 2023, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 759 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;

- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 1 213 millions de dollars américains (soit 1 097 millions d'euros) au 31 décembre 2023, et NEU CP pour un montant 4 508 millions d'euros au 31 décembre 2023.

17.1.2 Risque de contrepartie

ENGIE SA est exposée au risque de contrepartie, d'une part par ses activités opérationnelles, et d'autre part par ses activités financières.

Pour ce qui concerne ses activités opérationnelles, le Groupe a mis en place des procédures de suivi du risque de contrepartie adaptées aux particularités des populations concernées (entreprises privées, particuliers, collectivités publiques). Les clients représentant une contrepartie significative pour la Société sont intégrés aux procédures applicables aux activités financières décrites ci-après, afin de permettre un suivi transverse du risque de contrepartie les concernant.

Pour ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées sur :

- l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes ;

- les éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) ;
- les surfaces financières desdites contreparties ;
- la mise en place de limites de risque de contrepartie.

Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de *netting* - compensation) ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière du Groupe par le *middle-office*.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre une politique d'optimisation du coût de financement de sa dette nette en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du management.

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2023					Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2022
	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total		
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	439	3 272	2 600	5 735	12 046	949	12 216
Payeur taux variable/receveur taux fixe	3 225	6 997	5 500	5 835	21 557	(819)	18 064
Swaptions							
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		1 000
TOTAL EUR	3 664	10 269	8 100	11 570	33 603	130	31 280
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 206			1 206	37	2 801
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		-
TOTAL USD	-	1 206	-	-	1 206	37	2 801
TOTAL	3 664	11 475	8 100	11 570	34 809	167	34 081

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2023						Notionnel au 31 déc. 2022
	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			638	2 031	2 669	(397)	1 929
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
TOTAL GBP	-	-	638	2 031	2 669	(397)	1 929
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-	-	128
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	149				149	(22)	149
TOTAL JPY	149	-	-	-	149	(22)	277
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	231	-	231	14	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	144	195			339	58	144
TOTAL CHF	144	195	231	-	570	72	144
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe			44		44	3	44
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-				-	-	-
TOTAL USD	-	-	44	-	44	3	44
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	67		-	-	67	(22)	67
TOTAL NOK	-	-	-	-	67	(22)	67
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	75	54	-	129	(2)	129
TOTAL AUD	-	75	54	-	129	(2)	129
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	98	153	-	251	22	251
TOTAL HKD	-	98	153	-	251	22	251
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL MXN	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	293	368	1 120	2 031	3 879	(346)	2 841

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2023 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Ester/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 636 millions d'euros ;
- conformément à la politique de risque de taux du Groupe, au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux et encadrée par un mandat de risque annuel ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des couvertures de taux indexés dollars (permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains) pour un nominal de 763 millions de dollars au 31 décembre 2023 correspondant à 690 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux de refinancement d'une partie de sa dette au niveau Groupe, ENGIE SA a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à termes débutant en 2024 avec une maturité en 2034.

17.1.4 Risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le Comité de Direction du Groupe. Aux bornes d'ENGIE SA, on distingue trois sources principales de risque de change :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes : il concerne les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel dans une devise différente de l'euro. Les contrats d'achat ou vente de gaz sont fréquemment indexés sur les prix des produits pétroliers, eux-mêmes pour la plupart cotés en dollars américains ;
- risque transactionnel lié aux opérations financières : toutes les expositions significatives liées notamment à la trésorerie et aux dettes financières sont systématiquement couvertes ;
- risque translationnel : il concerne les entités consolidées ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles, d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;

- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers ;
- de façon centralisée, pour le risque translationnel, avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement, et l'impact de répercussions sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise principalement des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises, ainsi que des *swaps* de change, pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion de futures acquisitions en devises, ou encore pour couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place - ou complété - des positions sur des transactions à terme de devises, lesquelles lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur ces dépôts, prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2023, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2023			Contrevaleur au 31 déc. 2023	Différentiel de change au 31 déc. 2023	Engagement part fixe au 31 déc. 2022
	Par échéance					
Contrats à terme	2024	2025	2026 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	72	68	-	140	1	199
Devise CAD	-	-	-	-	-	1
Devise CHF	39	-	-	39	-	19
Devise CNH	5	-	-	5	-	26
Devise GBP	38	-	-	38	1	150
Devise NZD	-	-		-	-	-
Devise PLN	-	-	-	-	-	-
Devise USD	1 698	63	-	1 761	(24)	1 362
Position vendeur						
Devise AUD	-	-	-	-	-	-
Devise CAD	-	-		-	-	20
Devise CHF	39	-	-	39	-	19
Devise CNH	5	-	-	5	-	26
Devise GBP	148	-	-	148	-	96
Devise NZD	-	-		-	-	-
Devise PLN	1	-	-	1	-	1
Devise USD	1 576	63	2 612	4 251	(111)	4 196

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2023	Échéance		
		À fin 2024	de 2025 à 2028	2029 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	289	199	89	1
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	6 980	1 527	1 291	4 162
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	3	3		
Garanties cautions et avals aux filiales	7 794	1 763	1 132	4 899
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	-			
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 251	463	3 621	167
Engagements de location simple	809	63	265	481
Engagements de crédit-bail	-			
Engagements relatifs aux méthaniers	-			

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour son propre compte et celui de ses filiales pour un total de 7 269 millions d'euros au 31 décembre 2023.

Les engagements de financement, d'un montant de 7 797 millions d'euros, correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales pour un montant de 7 794 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 3 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités, pour 4 251 millions d'euros, portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de GRTgaz à la Société d'Infrastructures Gazières (SIG). ENGIE SA s'est engagé à garantir la SIG pendant 20 ans contre toute perte qu'elle pourrait subir du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz. Inexactitude qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif. Cette garantie, d'un montant de 167 millions d'euros, proportionnelle au pourcentage de détention (25%) fait suite à l'entrée de la SIG dans le capital de GRTgaz en juillet 2011 ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 2 851 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un montant maximum de 769 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de Culturespaces le 14 janvier 2022 à échéance le 30 mars 2026, pour un montant total de 0,9 million d'euros ;
- d'Equans à Bouygues pour un montant maximal de 350 millions d'euros pour des déclarations et garanties usuelles à échéance avril 2024 (sauf pour certaines déclarations fondamentales et fiscales dont l'échéance est au plus tard la période de prescription applicable) et pour un montant maximal de 112,5 millions d'euros pour une garantie spécifique sur certains contrats d'Equans.

Les engagements de location simple, pour 809 millions d'euros, correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Les

engagements relatifs au projet Campus et au projet Urban Garden restent stables pour des montants respectifs de 581 millions et 34 millions d'euros. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong-Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants ;
- exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
- exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033, et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd, avant que ce dernier ne cède en décembre 2009 à SUEZ Environnement sa participation dans la société Swire SITA Waste Services, filiale commune aux deux ensembles. Les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA, étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de cogestion, le Groupe Swire s'est engagé sur le principe d'une indemnisation à hauteur de la moitié de la responsabilité ultime des deux groupes ;
- au "Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork" pour le contrat de construction et d'exploitation de stations d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork, à échéance 2024, contrat porté par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM (filiale du Groupe VINCI), de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et VINCI contre-garantisant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garantie ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie ENGIE SA de bonne exécution, à échéance 2028. Au 31 décembre 2023, il subsiste deux contrats de ce type. La nouvelle entité dénommée SUEZ a consenti, en 2022, à un engagement d'indemnisation relatif à ces contrats contre-garantisant ENGIE.

Dans le cadre de l'OPA de Veolia sur SUEZ, Veolia a été informé par ENGIE SA des engagements et garanties de bonne et complète exécution pour certains contrats accordés par ENGIE SA à SUEZ et ses filiales. Veolia s'est engagé, dès lors qu'elle aura pris le contrôle de SUEZ, ce qui est maintenant le cas, à faire ses meilleurs efforts pour se substituer à ENGIE dans ces engagements et garanties, et contre-garantir,

directement ou par toute filiale, l'ensemble des obligations d'ENGIE au titre de ces engagements et garanties. Veolia s'est également engagé à faire tout ce qui est en son pouvoir pour s'assurer de la bonne et complète exécution par SUEZ ou par ses filiales des contrats concernés par ces engagements et garanties.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2023	Échéance		
		À fin 2024	de 2025 à 2028	2029 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	392	345	47	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	10 955	902	9 499	554
Sûretés personnelles reçues	5	5		
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	-			
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	170	60	86	24
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis avril 2014, d'une ligne de crédit syndiqué à hauteur de 5 000 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2028 avec une réduction de l'engagement à 4 500 millions d'euros. En décembre 2021, une nouvelle ligne de crédit syndiqué d'un montant de 4 000 millions d'euros a été souscrite avec pour

échéance décembre 2026 mais reportée cette année en décembre 2028.

Les engagements de location simple, pour 170 millions d'euros, correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement en gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en *take or pay* (littéralement prendre ou payer). Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas de la demande, principalement climatiques, ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexés et des mécanismes de révision de prix.

Au 31 décembre 2023, les engagements d'ENGIE SA sont de 366 TWh à moins d'un an, 978 TWh entre deux et cinq ans et 1 184 TWh à plus de cinq ans.

Par ailleurs, ENGIE SA a souscrit des achats et ventes à terme de gaz naturel, principalement à échéance inférieure à un an, dans le cadre de son activité de négoce : achats et ventes de gaz sur les marchés de court terme et offres avec ingénierie de prix aux autres opérateurs.

Au 31 décembre 2023, les engagements d'ENGIE SA sont de 10 TWh d'achats à terme et 218 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2023, les engagements d'ENGIE SA sont de 69 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 90 TWh pour les ventes à terme d'électricité.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achat et de vente d'énergie, ENGIE SA utilise des produits dérivés d'énergie afin d'adapter son exposition aux fluctuations des prix du gaz naturel, de l'électricité et des produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en des contrats d'échange (*swaps*), à terme (*futures*) et des options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets, sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*)

- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés

L'exposition au risque de prix des matières premières sur les opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés, d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2023			(en millions d'euros)	Juste valeur au 31 déc. 2023 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2022 (en GWh)
	(en GWh par échéance)					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
Swaps (position acheteur)						
Gaz naturel	70 646	35 003	12 053	2 977	(1 135)	165 301
Produits pétroliers	2 228	385	-	53	53	18 859
Électricité	1 334	-	-	218	(127)	923
CER EUA - CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
Swaps (position vendeur)						
Gaz naturel	(62 081)	(27 573)	(11 306)	(1 841)	1 046	(132 634)
Produits pétroliers	(911)	(31)	-	(8)	(8)	(8 192)
Électricité	(4 000)	(939)	(302)	(541)	(180)	(1 877)
CER EUA - CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	49 384	-	-	55	10	20 065
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	1 145	-	-	1	-	-
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(7 560)	(1 262)	625	(76)	(39)	(2 736)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(14 069)	(556)	579	(38)	(11)	-

(1) En kilos de quotas de CO₂.

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2023				Juste valeur au 31 déc. 2023 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2022 (en GWh)
	(en GWh par échéance)			(en millions d'euros)		
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
Forward (position acheteur)						
Gaz naturel	780 338	152 042	56 079	48 646	(17 143)	1 168 034
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	53 890	21 603	2 582	11 836	(6 152)	68 929
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
Forward (position vendeur)						
Gaz naturel	(771 348)	(152 189)	(43 575)	(48 944)	17 568	(1 189 982)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(33 815)	(7 522)	(1 271)	(6 496)	3 052	(56 150)
CER EUA – CO ₂ ⁽¹⁾	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	148	148	1 396
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	11 095	353	-	825	250	6 389
Options (position vendeur)	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	(442)	(382)	(864)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(24 797)	(15 925)	(1 084)	(2 514)	(372)	6 061

(1) En kilo de quotas de CO₂.

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel**Récapitulatif des engagements**

En millions d'euros

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
	Au 31 déc. 2023 ⁽¹⁾	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022	Au 31 déc. 2023	Au 31 déc. 2022
Retraite	1 536	1 503	221	242	1 756	1 745
Régime	1 536	1 503	221	242	1 756	1 745
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	274	139	15	18	289	158
Avantage en nature énergie et eau	194	63	3	3	197	66
Indemnités de fin de carrière	33	31	-	-	33	31
Indemnités de secours immédiat	35	34	-	-	35	34
Autres ⁽²⁾	12	11	12	15	24	26
Autres engagements envers le personnel	68	66	-	-	68	66
Pensions d'invalidité et autres	61	60	-	-	61	60
Médailles du travail	6	6	-	-	6	6
TOTAL	1 878	1 708	236	260	2 114	1 969

(1) Dont 82 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4).

(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ.

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

Régime des IEG	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	3,55%	3,72%	3,54%	3,73%	3,43%	3,92%	3,51%	3,81%
Taux d'inflation	2,02%	2,13%	2,02%	2,13%	2,02%	2,13%	2,02%	2,13%
Durée résiduelle de service	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans	20 ans

Régime hors IEG Ex-SUEZ	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	4,04%	3,15%	-	-	-	-	4,04%	3,15%
Taux d'inflation	2,15%	2,27%	-	-	-	-	2,15%	2,27%
Durée résiduelle de service								

Régime hors IEG Ex-Cie Financière	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Taux d'actualisation	4,04%	3,15%	-	-	-	-	4,04%	3,15%
Taux d'inflation	2,15%	2,27%	-	-	-	-	2,15%	2,27%
Durée résiduelle de service								

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 16%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des Industries Électriques et Gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de SUEZ par ENGIE SA :
 - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
 - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
 - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- Avantages postérieurs à l'emploi :
 - l'avantage en nature énergie,
 - les indemnités de fin de carrière,
 - les congés exceptionnels de fin de carrière,
 - le régime des capitaux décès,
 - le régime d'aide aux frais d'études ;
- Avantages à long terme :

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1^{er} juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les 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, soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements "droits spécifiques passés" de l'ensemble des entreprises des IEG.

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

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

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

- les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
- les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
- les médailles du travail,
- l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG, plafonnée au-delà d'une ancienneté de 40 ans.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants

droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

En millions d'euros	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme			
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	1 503	2 174	139	224	66	87	242	290	18	24	-	-	1 967	2 799
Impacts fusion et filialisations	(2)	-	(1)	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(4)	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	13	27	4	8	6	9	-	-	-	-	-	-	23	44
Charges d'intérêt sur obligation	57	26	5	3	3	1	9	3	-	-	-	-	74	33
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	41	(670)	140	(77)	2	(20)	(14)	(36)	(2)	(4)	-	-	167	(807)
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	(1)	(29)	(5)	(9)	-	(4)	-	-	-	-	-	-	(6)	(42)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	(18)	48	4	(4)	1	1	-	1	-	-	-	-	(12)	45
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) ⁽¹⁾	(77)	(73)	(10)	(7)	(9)	(7)	(15)	(15)	(2)	(2)	-	-	(113)	(104)
Impact réforme des retraites	21		(2)		-								19	-
Autres		-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	1 536	1 503	274	139	68	66	222	242	14	18	-	-	2 114	1 967

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 113 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 104 millions d'euros au 31 décembre 2022.

18.4 Provisions

ENGIE SA provisionne à la clôture de l'exercice les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité en cours de service et les prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière). Figure également au passif d'ENGIE SA une provision pour retraite et autres avantages apportés par SUEZ lors de la fusion-absorption en 2008. Ces provisions sont

reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements correspondants provisionnés au 31 décembre 2007. Elles ne font plus l'objet ni de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés, ni de désactualisation.

Au 31 décembre 2023, ENGIE SA a provisionné 83 millions d'euros, contre 80 millions d'euros en 2022, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 3 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite ⁽¹⁾		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾		Retraite ⁽¹⁾		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾		Avantages long terme ⁽³⁾			
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
En millions d'euros	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	10	13	66	87	4	5	-	-	-	-	80	105
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	6	9	-	-	-	-	-	-	7	10
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	3	1	-	-	-	-	-	-	3	1
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	-	(3)	2	(20)	-	-	-	-	-	-	2	(23)
Pertes et gains actuariels dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	-	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(4)
Pertes et gains actuariels dus aux écarts d'expérience	-	-	2	-	1	1	-	-	-	-	-	-	3	1
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(2)	(1)	(9)	(7)	-	(1)	-	-	-	-	(12)	(9)
Impact réforme des retraites	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	10	10	68	66	4	4	-	-	-	-	82	80

(1) En 2023, comme en 2022, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Indemnités congés exceptionnels (10 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2023.

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (54 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (6 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (6 millions d'euros).

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2023 par ces fonds assurantiels pour un montant de 91 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 706 millions d'euros au 31 décembre 2023 contre 1 686 millions d'euros au 31 décembre 2022.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

En millions d'euros	Régime des IEG						Régime hors IEG						Total	
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme			
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 443	1 702	20	24	-	-	223	229	-	-	-	-	1 686	1 955
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	55	21	1	-	-	-	9	2	-	-	-	-	65	24
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	1
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	52	(232)	1	(3)	-	-	(6)	5	-	-	-	-	46	(231)
Prestations payées pour les actifs de couverture	(75)	(47)	(1)	(1)	-	-	(15)	(14)	-	-	-	-	(91)	(63)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 475	1 443	21	20	-	-	210	223	-	-	-	-	1 706	1 686

Information relative au rendement des actifs

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Rendement réel des actifs de couverture	7,7%	(13,0)%	7,7%	(13,0)%	-	-	3,0%	1,8%	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG s'établit à 7,7% pour l'exercice 2023.

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraites du régime hors IEG s'établit à 2,11% pour l'exercice 2023.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2023	2022	2023	2022
Placements actions	27%	31%	10%	9%
Placements obligataires	58%	58%	79%	82%
Autres (y compris monétaires)	15%	11%	11%	9%
	100%	100%	100%	100%

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG de retraite et d'indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à "la convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2023 s'élève à 9,8 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre restent stables entre 2023 et 2022 pour 5 millions d'euros.

NOTE 19 Litiges

19.1 GEMS

ENGIE a initié au début du quatrième trimestre 2022 un arbitrage contre Gazprom export LLC, visant entre autres (i) à faire reconnaître l'inexécution par Gazprom export LLC de ses obligations de livraison de gaz vis-à-vis d'ENGIE au terme de contrats de livraison de gaz long terme et (ii) à obtenir de Gazprom export LLC le paiement de pénalités contractuelles ainsi que la réparation des dommages résultant de cette inexécution.

Cet arbitrage résulte de la situation de sous-livraison significative créée par Gazprom export LLC à compter de mi-juin 2022 vis-à-vis d'ENGIE, suivie, à la fin de l'été 2022, de la décision unilatérale de Gazprom export LLC de réduire ses livraisons à ENGIE en raison d'un désaccord entre les parties sur l'application des contrats.

19.2 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal 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 1^{er} 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.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 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 14 Administrateurs (une Administratrice représentant l'État nommée par arrêté, deux Administrateurs élus 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 1^{er} juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} 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 1^{er} 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.

Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF

et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 18 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif

Les rémunérations de toutes natures (salaires bruts, primes, intéressement et avantages en nature y compris charges patronales afférentes) versées en 2023 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 23,2 millions d'euros.

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du

Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "article 82".

Les membres du Conseil d'Administration, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires, ont reçu une rémunération au titre de leur mandat. Le montant total est de 0,9 million d'euros pour l'exercice 2023, étant précisé que les Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat ont perçu 85% de leur rémunération. Ce montant de 0,9 million d'euros inclut la part versée à l'Etat, soit 0,2 million d'euros, ce qui correspond au solde de 15% de la rémunération de ces derniers et à la rémunération attribuée à l'Administratrice représentante de l'Etat nommée par arrêté.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2023.

6.4.3 CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES, FILIALES ET PARTICIPATIONS IMPLIQUANT DES FRANCHISSEMENTS DE SEUILS

Les seuils de 10% et 50%, dont les franchissements sont présentés dans cette note, correspondent aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient

respectivement une participation et une filiale selon le Code du commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2022	% au 31 déc. 2023	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés (en euros)	Secteur d'activité
Filiales ⁽¹⁾						
CELIZAN	100,00%	0,00%	X		26 034,22	Coquille
RESERVOIR SUN	50,00%	0,00%		X	49 977 600,00	Développement de projets photovoltaïques
Participations ⁽²⁾						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2022	% au 31 déc. 2023	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus (en euros)	Secteur d'activité
Filiales ⁽¹⁾						
ENGIE HYDROGEN INTERNATIONAL	0,00%	100,00%	X		10 214 704,80	Développement de projets de production ou de fourniture d'hydrogène
ENGIE INVEST 88	0,00%	100,00%	X		40 000,00	Coquille
Participations ⁽²⁾						
	-					

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.

(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 RÉSULTATS ET AUTRES ÉLÉMENTS CARACTÉRISTIQUES DE LA SOCIÉTÉ AU COURS DES CINQ DERNIERS EXERCICES

	2023	2022	2021	2020	2019
Capital en fin d'exercice					
Capital social (en euros)	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	-
Opérations et résultat de l'exercice (en millions d'euros)					
Chiffre d'affaires hors taxes	54 149	68 500	36 224	19 272	17 282
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	169	4 148	659	1 444	378
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(247)	(321)	(474)	(532)	(377)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	500	1 697	1 780	(3 928)	(196)
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	3 482	3 409	2 070	1 291	-
Résultat par action (en euros)					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,17	1,84	0,47	0,81	0,31
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,21	0,70	0,73	(1,61)	(0,08)
Dividende versé par action ⁽¹⁾	1,43	1,40	0,85	0,53	-
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	3 974	4 135	4 294	4 477	4 534
Montant de la masse salariale de l'exercice	297	292	277	283	273
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	234	210	229	239	197

(1) Soumis à l'approbation du Conseil d'Administration.

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 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

émises au 31 décembre 2023. Ce dividende unitaire proposé de 1,43 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2023 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR LES COMPTES ANNUELS

Exercice clos le 31 décembre 2023

À l'assemblée générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par l'assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels 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 annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance, prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes sur la période du 1^{er} 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 annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Evaluation des titres de participation

(Notes 1 « Règles et méthodes comptables » et 4 « Immobilisations financières » de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Au 31 décembre 2023, les titres de participation s'élèvent à 76,0 milliards d'euros (63,9 milliards d'euros en valeur nette). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Concernant les titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable de ces titres (y compris les malis de fusion associés) à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure, comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels. La valeur d'utilité est déterminée, notamment, par référence à (i) la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, (ii) la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice pour les sociétés cotées et (iii) aux flux de trésorerie attendus ou de dividendes (« Discounted Cash Flow » ou « Dividend Discount Model ») pour les autres filiales opérationnelles, en prenant en compte les éventuelles couvertures de change. Comme indiqué dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2024 et du plan d'affaires à moyen terme 2025-2026 approuvés par votre Comité exécutif et votre Conseil d'administration et, au-delà de cette période, d'extrapolations établies à partir d'hypothèses macroéconomiques et de projections de prix issues du scénario de référence à long terme de votre Groupe pour la période 2027-2050 revu et validé par votre Comité exécutif. Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, la reprise nette des provisions constatée à hauteur de 0,8 milliard d'euros en 2023 porte notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (1,8 milliard d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu (i) de leur importance au bilan (60 % du total actif), des jugements et estimations de la Direction nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité et de la sensibilité des évaluations aux hypothèses retenues, dans un environnement économique et financier qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations des titres de participation par la Direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : • examiner les méthodes d'évaluations retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; • apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO₂, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; • vérifier la cohérence des hypothèses opérationnelles et réglementaires retenues, propres à chacune des entités, pour établir les prévisions de flux de trésorerie ; • examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes ; • apprécier les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels en vérifiant : • la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, avec le scénario de référence du Groupe, • la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1 et 4 de l'annexe aux comptes annuels.

Principales estimations et jugements portant sur le chiffre d'affaires

(Notes 1 « Règles et méthodes comptables », 6.1 « Échéancier des créances » et 13.1 « Ventilation du chiffre d'affaires » de l'annexe aux comptes annuels)

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à des estimations et fait usage de jugements 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 (dites « énergie en compteur ») : L'évaluation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz se rapportant aux segments de clientèle ne faisant l'objet d'une relève de compteurs qu'en cours d'exercice comptable constitue, en date de clôture annuelle, une estimation significative. En effet, les données de relève par compteur étant transmises par les gestionnaires de réseaux avec, le cas échéant, plusieurs mois de décalage par rapport à la date de livraison effective, votre société est amenée à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2023, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 2,8 milliards d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution pour la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre société. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. 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 avait 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 société constituent des charges imputables aux obligations de service public et font l'objet d'une compensation garantie par l'État français, calculée selon les modalités d'applications publiées par la Commission de Régulation de l'Énergie. Dans ce contexte, votre société 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 livré 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 (dites « énergie en compteur ») Les diligences mises en œuvre sur l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables pour l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. • comparer les informations sur les volumes livrés déterminées par votre société avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiner que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés au cours de la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analyser la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécier la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; et enfin • apprécier l'antériorité du stock d'énergie en compteur en date de clôture. 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, 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'applications des mécanismes des dispositifs de « bouclier tarifaire » ; • analyser les conséquences financières tirées par votre société de l'application des différentes dispositions encadrant le bouclier tarifaire, ainsi que l'évaluation de la compensation à recevoir pour la période du 1^{er} janvier 2023 au 31 décembre 2023 ; • apprécier le traitement comptable et les modalités de présentation du produit à reconnaître au sein du compte de résultat. Nous avons également apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes 1, 6.1 et 13.1 de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D.441-6 du code de commerce.

Informations relatives au gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans la section du rapport de gestion du conseil d'administration consacrée au gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L.225-37-4, L.22-10-10 et L.22-10-9 du code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-9 du code de commerce sur les rémunérations et avantages versés ou attribués aux mandataires sociaux ainsi que sur les engagements consentis en leur faveur, nous avons vérifié leur concordance avec les comptes ou avec les données ayant servi à l'établissement de ces comptes et, le cas échéant, avec les éléments recueillis par votre société auprès des entreprises contrôlées par elle qui sont comprises dans le périmètre de consolidation. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L.22-10-11 du code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Autres vérifications ou informations prévues par les textes légaux et réglementaires

Format de présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel

Nous avons également procédé, conformément à la norme d'exercice professionnel sur les diligences du commissaire aux comptes relatives aux comptes annuels et consolidés présentés selon le format d'information électronique unique européen, à la vérification du respect de ce format défini par le règlement européen délégué n° 2019/815 du 17 décembre 2018 dans la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du code monétaire et financier, établis sous la responsabilité de la Directrice Générale.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels devant être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet Deloitte & Associés et par celle du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 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 annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L.821-55 du code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des

lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes annuels au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;

- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes annuels et évalue si les comptes annuels reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle.

Rapport au comité d'audit

Nous remettons au comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n° 537/2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L.821-27 à L.821-34 du code de commerce et dans le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La Défense, le 5 mars 2024

Les Commissaires aux comptes

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel CHOSSON

Guillaume ROUGER

Deloitte & Associés

Patrick E. SUISSA

Nadia LAADOULI

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	422	7.3 Litiges et arbitrages	423
7.1.1 Raison sociale et nom commercial	422	7.4 Documents accessibles au public	424
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	422	7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel	424
7.1.3 Date de constitution et durée de vie	422	7.6 Table de conversion	424
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	422	7.7 Unités de mesure	425
7.1.5 Objet social	422	7.8 Sigles et acronymes	426
7.1.6 Raison d'être	423	7.9 Glossaire	427
7.1.7 Exercice social	423	7.10 Index thématique	430
7.2 Contrats importants	423	7.11 Table de concordance	431
7.2.1 Contrats finalisés en 2022	423		
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2022 et finalisés en 2023	423		
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2022	423		
7.2.4 Contrats finalisés en 2023	423		
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2023	423		
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2023	423		
7.2.7 Contrats d'emprunt et de financement	423		



7.1 INFORMATIONS GÉNÉRALES CONCERNANT ENGIE ET SES STATUTS

7.1.1 RAISON SOCIALE ET NOM COMMERCIAL

La Société a pour raison sociale et nom commercial : ENGIE.

7.1.2 LIEU, NUMÉRO D'ENREGISTREMENT ET LEI

ENGIE est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651.

Son code APE est le 3523Z.

Son identifiant d'entité juridique (code LEI) est le suivant : LAXUQCHT4FH58LRZDY46.

Le nom de l'action cotée en bourse est ENGIE et son code mnémonique "ENGI".

7.1.3 DATE DE CONSTITUTION ET DURÉE DE VIE

La Société a été constituée sous forme d'établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) le 8 avril 1946 et immatriculée au registre du commerce et des sociétés le 24 décembre 1954. ENGIE est une société anonyme depuis le 20 novembre 2004.

La Société a une durée de vie de 99 ans à compter du 20 novembre 2004, soit jusqu'au 17 novembre 2103, sauf dissolution anticipée ou prorogation.

7.1.4 SIÈGE SOCIAL, FORME JURIDIQUE, LÉGISLATION, ADRESSE ET SITE INTERNET

Le siège social est situé : 1, place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie, France.

Téléphone du siège social : +33 1 44 22 00 00

Site internet : www.engie.com

Les informations figurant sur le site internet de la Société ne font pas partie intégrante du présent document, sauf si elles y sont incorporées par référence.

ENGIE est une société anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions législatives et réglementaires applicables aux sociétés commerciales de forme anonyme, sous réserve des lois spécifiques régissant la Société, et à ses statuts.

7.1.5 OBJET SOCIAL

Aux termes de l'article 2.2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs matériels et immatériels, présents et futurs, en France et à l'international, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz de toute nature et sous toutes ses formes, de l'électricité ainsi que toutes autres formes d'énergie ;
- réaliser le négoce de toute énergie, notamment du gaz et de l'électricité ;
- fournir à tout type de clients des services liés directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 RAISON D'ÊTRE

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être

rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 EXERCICE SOCIAL

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1^{er} janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 CONTRATS IMPORTANTS

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 CONTRATS FINALISÉS EN 2022

Contrat de cession des activités d'EQUANS - voir Note 4.1.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2022.

Contrat d'acquisition d'une participation de 97,33% des parts dans la société Eolia Renovables - voir Note 4.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2022.

7.2.2 CONTRATS EN COURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2022 ET FINALISÉS EN 2023

Néant.

7.2.3 CONTRATS SIGNÉS POSTÉRIEUREMENT À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2022

Néant.

7.2.4 CONTRATS FINALISÉS EN 2023

Contrat d'acquisition de 100% de Broad Reach Power - voir Note 4.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.5 CONTRATS EN COURS À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2023

Le 29 juin 2023, ENGIE et le gouvernement belge ont signé un accord portant sur la prolongation des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4 et sur l'ensemble des obligations liées aux déchets nucléaires. Celui-ci 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 de ces accords de juin et juillet - voir Note 17.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

7.2.6 CONTRATS SIGNÉS POSTÉRIEUREMENT À LA CLÔTURE DE L'EXERCICE 2023

Non significatif.

7.2.7 CONTRATS D'EMPRUNT ET DE FINANCEMENT

Voir Notes 14.2 et 14.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et Notes 11.2.1 et 11.2.2 de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.3 LITIGES ET ARBITRAGES

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages d'une part et, d'autre part, fait l'objet d'enquêtes et procédures au titre du droit de la concurrence, dont les principaux sont présentés dans la

Note 23 "Contentieux et enquêtes" de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés" et dans la Note 19 "Litiges" de la Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux".

7.4 DOCUMENTS ACCESSIBLES AU PUBLIC

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document d'enregistrement universel et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document d'enregistrement universel) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document d'enregistrement universel.

Ces documents peuvent également être obtenus en format électronique sur le site internet d'ENGIE (www.engie.com) et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (<https://www.amf-france.org/fr>).

Le Document d'enregistrement universel d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'AMF, le Groupe publie annuellement un Rapport intégré.

Les documents publiés sur le site internet sont disponibles sans frais auprès d'ENGIE, 1, place Samuel-de-Champlain - 92400 Courbevoie, France.

7.5 RESPONSABLE DU DOCUMENT D'ENREGISTREMENT UNIVERSEL

Personne responsable du Document d'enregistrement universel

Catherine MacGregor, Directrice Générale.

Attestation du responsable du Document d'enregistrement universel contenant le rapport financier annuel

"J'atteste que les informations contenues dans le présent Document d'enregistrement universel sont, à ma connaissance, conformes à la réalité et ne comportent pas d'omissions de nature à en altérer la portée.

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport de gestion, dont les différentes rubriques sont mentionnées dans le Chapitre 7 du présent Document d'enregistrement universel, présente un tableau fidèle de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation ainsi qu'une description des principaux risques et incertitudes auxquels elles sont confrontées".

Courbevoie, le 7 mars 2024

La Directrice Générale

Catherine MacGregor

7.6 TABLE DE CONVERSION

1 kWh	0,09 m ³ de gaz naturel (soit 1 m ³ de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m ³ de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m ³
1 milliard de m ³ de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

7.7 UNITÉS DE MESURE

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
CO₂ éq.	Equivalent dioxyde de carbone
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhééq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m²	Mètre carré
m³	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Téra becquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

7.8 SIGLES ET ACRONYMES

A

AMEA : Asie, Moyen-Orient, Afrique
AMF : Autorité des Marchés Financiers
ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

BtoB : *Business to Business* (clientèle d'entreprises)
BtoC : *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)
BtoT : *Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)

C

CA : Chiffre d'Affaires
Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CCGT : *Combined Cycle Gas Turbine* (turbine gaz-vapeur)
CEE : Comité d'Entreprise Européen
CEE : Certificat d'économie d'énergie
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
CER : *Certified Emission Rec gu*
CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire
CSE : Comité Social et Économique
CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Techniques

D

DPEF : Déclaration de Performance Extra-Financière

E

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures
EBIT : *Earnings Before Interests and Taxes* – voir Glossaire
EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire
EMAS : *Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN : *Euro Medium Term Note* (programme de bons à moyen terme négociables)
ENR : Énergies Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique, etc.
ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)
ESG : Environnement Social Gouvernance
EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

G

GBU : *Global Business Unit*
GEMS : *Global Energy Management & Sales*
GES : Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GNL : Gaz Naturel Liquéfié – voir Glossaire

I

IAS : *International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)

IASB : *International Accounting Standards Board*

IEG : Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire

IFRS : *International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)

INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)

ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

L

LTO : *Long Term Operation*

M

MtM : *Mark to Market* (fair value investment)

N

NO_x : Oxyde d'azote

O

ODD : Objectifs de Développement Durable

ONG : Organisation non gouvernementale

OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières

OPEX : *Operating expenses* (charges d'exploitation)

P

PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

R

R&D : Recherche et Développement

R&I : Recherche et Innovation

RGPD : Règlement Général sur la Protection des Données

RH : Ressources Humaines

RNRpg : Résultat Net Récurrent part du groupe

ROACE : *Return On Average Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)

RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SBTi : *Science-Based Targets initiative*

SI : Système d'Information

SO₂ : Dioxyde de soufre

T

TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*

TRV : Tarifs Réglementés de Vente

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

V

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

7.9 GLOSSAIRE

Accès des Tiers au Réseau de Distribution (ATRD)

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Actions en auto-détention

Actions de la Société acquises par cette dernière, en vertu d'une autorisation donnée par l'Assemblée Générale. Ces actions sont privées de droits de vote.

Base d'actifs régulés (BAR)

La base d'actifs régulés est la valeur économique des actifs, reconnue par le régulateur, pour les actifs exploités par un opérateur d'infrastructures régulées.

Biogaz

Ensemble des gaz qui résultent de la fermentation des matières organiques (déchets, boues des stations d'épuration, etc.) dans un milieu en raréfaction d'air, tels que le méthane et le dioxyde de carbone. Cette fermentation est le résultat d'une activité bactérienne, naturelle ou contrôlée. À ce titre, le biogaz entre dans la catégorie des énergies renouvelables.

Biomasse

Masse de matière organique non fossile d'origine biologique. Une partie de ce gisement peut être éventuellement exploitable à des fins énergétiques.

Biométhane

Gaz vert composé dans une très large proportion de molécules de méthane. C'est ce gaz qui peut être injecté dans le réseau gaz de ville.

Canalisation de gaz

Conduite assurant le transport d'un gaz combustible.

Capacité de transport

Charge maximale admissible en permanence d'un moyen d'exploitation en tenant compte de la stabilité de ses paramètres de fonctionnement et de la chute de pression.

Capacity Remuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO₂, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en décembre 2022.

Cogénération

Technique permettant, à partir d'un seul combustible qui peut être le gaz naturel, de produire simultanément de la chaleur (vapeur ou eau surchauffée ou mélange d'air et de produits de combustion) et de l'électricité.

Commercialisateur

Vendeur d'énergie à des tiers (client final, distributeur, etc.).

Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz - Belgique (CREG)

Organisme autonome, investi d'une mission de conseil auprès des autorités publiques en ce qui concerne l'organisation et le fonctionnement des marchés libéralisés de l'électricité et du gaz. Par ailleurs, la CREG surveille et contrôle l'application des lois et réglementations. Un Conseil général, composé de représentants des gouvernements fédéral et régionaux, des organisations représentatives des travailleurs, des employeurs et des classes moyennes, des associations environnementales ainsi que des producteurs, des distributeurs et des consommateurs, supervise son fonctionnement.

Commission de Régulation de l'Énergie - France (CRE)

La Commission de Régulation de l'Énergie est une autorité administrative indépendante. Elle a été mise en place pour la régulation de l'électricité par la loi du 10 février 2000 et ses compétences ont été élargies au secteur du gaz par la loi du 3 janvier 2003. Elle a pour mission essentielle de veiller à la mise en œuvre effective de l'accès aux infrastructures électriques et gazières dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Plus généralement, son rôle est de veiller au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité.

Corporate PPA (Power Purchase Agreement)

Un *Power Purchase Agreement Corporate* ("contrat d'achat d'électricité" ou *Corporate PPA*) est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité final.

Dessalement

Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution

Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.

EBIT

Résultat courant avant intérêts et impôts, après quote-part du résultat net récurrent des sociétés mises en équivalence.

EBITDA

EBIT avant dépréciation et amortissement.

Électricité verte

L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.

Eco Management and Audit Scheme (EMAS)

Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.

Gaz à effet de serre (GES)

Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.

Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à -162°C permettant de réduire 600 fois son volume.

Gaz vert

Gaz combustible bas carbone produit à partir de la fermentation de matières organiques. Terme générique qualifiant un gaz d'origine renouvelable, produit à partir de déchets organiques (déchets ménagers, déchets de l'agro-industrie, de l'agriculture, etc.).

Hydrogène vert

Hydrogène produit par électrolyse de l'eau à partir d'une source d'électricité d'origine renouvelable.

Industries électriques et gazières (IEG)

Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.

International Organization for Standardization (ISO)

Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).

ISO 14001

Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.

Joint-venture

Terme anglais communément utilisé pour décrire un projet dans lequel deux entités ou plus participent. Pour les principes et méthodes de consolidation applicables aux différents types de partenariat selon les normes IFRS, se reporter à la Note 1 de la Section 6.2.2 "Notes aux Comptes consolidés".

Liquéfaction du gaz naturel

Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.

Modulation

Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).

Prestataire de Services d'Investissement (PSI)

Entreprise de crédit ou établissement de crédit ayant reçu un agrément pour réaliser des services d'investissements et dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 10⁹ pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniens.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniens.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Scopes 1, 2 et 3

ENGIE établit annuellement un bilan GES (scopes 1, 2 et 3) au périmètre du Groupe calculé suivant les principes du GHG Protocol Corporate Standard :

- le scope 1 couvre la production d'électricité par combustion d'énergies fossiles dans des centrales possédées ou contrôlées par ENGIE, les émissions de méthane sur infrastructures contrôlées par ENGIE, les flottes de véhicules ENGIE ;
- le scope 2 couvre la production de l'électricité, de la chaleur ou du froid achetés et consommés par ENGIE pour usage propre ;
- le scope 3 couvre, en amont, l'achat pour revente d'électricité et de chaleur, la fabrication de biens, de services ou d'équipements immobilisés, achetés ou loués par ENGIE (incluant leur fin de vie), la chaîne amont des combustibles (extraction et transport de matières premières), et en aval, les consommations finales des volumes de gaz vendus par ENGIE, la production d'électricité dans centrales non contrôlées (mises en équivalence) par ENGIE.

Smart energy

Système énergétique économiquement efficace, durable et sécurisé dans lequel la production d'énergie renouvelable, les infrastructures et la consommation sont intégrées et coordonnées localement au moyen de services énergétiques, d'utilisateurs actifs et de technologies digitales.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthaniens

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte

potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

7.10 INDEX THÉMATIQUE

Thèmes	Pages
Acquisitions	68, 104, 108, 214, 221, 245, 259, 261, 278, 282, 291, 301 à 304, 311, 312, 317, 322, 330, 332, 362, 389, 403
Actionnariat	100, 101, 182, 186, 212, 214, 215, 219, 221, 222, 232, 233, 267, 433, 438
Actions de Performance	12, 29, 101, 157, 182, 186, 190 à 198, 203 à 213, 298, 34, 354, 355, 391, 437
Administrateur	158 à 160, 176 à 193, 200, 201, 202, 206, 355, 413, 414
Assemblée Générale	6, 9, 17, 65, 101, 151, 158, 176, 179, 186, 188, 190, 200, 201, 202, 206, 207, 210, 211, 214, 216, 217, 221, 222, 234, 341, 342, 364, 416, 427
Assurances	41, 42, 54, 60, 105, 407
Capital social	197, 207, 212, 213, 214, 215, 220, 221, 222, 234, 292, 341, 372, 386, 389, 415
Capitaux propres	250, 256, 257, 258, 259, 261, 264, 268, 270, 276, 280, 281*, 282, 293, 296, 310, 311, 312,
Cessions	15, 68, 108, 198, 238, 246, 259, 278, 282, 291, 292, 301, 311, 317, 330, 378, 399, 404, 414
Changement climatique	3, 17, 20, 46, 64, 65, 67, 79, 80, 107, 110, 112, 130, 131, 142, 182, 187, 348
Code Afep-Medef	158, 160, 176, 177, 178, 180, 190, 193, 197, 202, 204, 205, 216, 427
Comité Exécutif	41, 60, 61, 78, 89, 99, 129, 160, 180, 186, 189, 190, 206, 305, 356, 365, 385, 409, 414, 417
Commissaires aux comptes	6, 61, 102, 108, 130, 131, 151 à 155, 179, 184 à 187, 210 à 217, 230, 362, 369, 416, 419
Conflits d'intérêts	176, 180, 210, 271
Conseil d'Administration	6, 64, 83, 103, 187, 158 à 210, 215 à 217, 234 à 239, 261, 267, 305, 304, 355, 359, 390, 414
Contrôle interne	41, 54, 58 à 62, 75, 105 à 107, 120 à 123, 127, 130 à 135, 151 à 155, 184, 230, 362, 369, 420
Conventions réglementées	176, 184, 210, 211, 217
Dette financière	236, 247, 277, 316, 356
Développement durable	17, 18, 64, 65, 75, 101 à 107, 118 à 121, 129 à 133, 152, 162, 183, 187, 229, 230, 283, 307
Direction Générale	9, 10, 56, 59 à 62, 64, 108, 117, 158, 162, 163, 179, 181, 184, 186, 188, 189
Diversité	14, 55, 60, 64, 73 à 77, 82, 85 à 105, 119, 120, 133, 158, 160, 178 à 192, 240, 286, 303
Dividendes	44, 215, 234, 246 à 250, 257, 259, 268 à 277, 281, 295, 311, 342, 343, 357, 385 à 390, 399, 400, 415, 417, 428
Effectifs	16, 19, 72, 82, 85, 87, 90, 95, 96, 102, 188, 264, 398, 409
État français	158, 215, 233, 355, 368, 413, 418
Éthique	20, 28, 52, 59 à 67, 73 à 84, 90, 91, 119, 120, 121 à 127, 133 à 135, 162, 187
Filiales	8 à 13, 20 à 29, 42, 61 à 68, 77 à 78, 94 à 95, 101 à 105, 115, 125, 181, 211, 222, 233, 249, 259 à 269, 282, 294, 302, 329, 350, 358 à 362, 371, 372, 381 à 407, 412 à 417, 422, 424
Gestion des risques	9, 17, 21, 36, 41 à 58, 65 à 67, 93, 104, 115, 122 à 133, 153, 184, 263, 283, 318, 324, 330, 369, 400, 406, 419
Gouvernance	17 à 19, 36, 51, 64, 73 à 89, 96 à 103, 120 à 135, 158 à 190, 202, 215, 240, 267, 271, 325, 335
Impôts	24, 72, 84, 245 à 254, 261, 275 à 283, 290 à 297, 305, 324, 342 à 349, 362, 373, 391 à 415
Mandataires sociaux	42, 158, 180, 181 à 186, 190 à 215, 222, 341, 414, 419
Notations	17, 20, 73, 251, 320, 331, 335
Recrutement	55, 57, 87 à 98, 122, 123, 160
Règlement intérieur	65, 160, 176 à 181, 188, 189, 202
Rémunération	19, 24, 32, 45, 65, 72, 85, 89, 90, 98, 100, 101, 102, 158, 177, 180 à 186, 190 à 209, 257, 263, 288, 298, 307, 348, 378, 388, 414
Résultat net part du Groupe	16, 236, 245, 246, 253, 269, 270, 280, 292, 298
Retraites	51, 55, 91, 99, 195, 198, 206, 247, 262, 280, 283, 349 à 356, 409 à 415
Santé-sécurité	9 à 14, 19, 56, 77 à 83, 96, 103 à 106, 125 à 135, 152, 181, 182, 187
Statuts	4, 17, 64, 158, 179 à 181, 211, 215, 234, 261, 342, 422
Taxonomie	17, 47, 67 à 70, 109, 136 à 151, 187
Transition énergétique	2 à 4, 12 à 17, 23 à 34, 40 à 52, 64 à 66, 71 à 75, 85, 86, 95, 96, 110, 119, 176, 191 à 196, 224 à 228, 263, 283, 307, 308, 348, 422
Trésorerie	12, 16, 68, 184, 224, 250 à 263, 269 à 277, 281, 282, 290 à 321, 325 à 348, 356, 365, 366, 374 à 376, 385, 400 à 403, 417

7.11 TABLE DE CONCORDANCE

Règlement (UE) 2017/1129 du 14 juin 2017 (Prospectus) et Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019

La présente table de concordance permet d'identifier les informations requises par l'annexe 1 (sur renvoi de l'annexe 2) du Règlement délégué (UE) n° 2019/980 du 14 mars 2019 complétant le Règlement (UE) n° 2017/1129 du Parlement européen et du Conseil conformément au schéma du prospectus et de croiser celles-ci avec les Sections du Document d'enregistrement universel 2023 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2023		Page
1. Personnes responsables, informations provenant de tiers, rapports d'experts et approbation de l'autorité compétente			
1.1 Nom et fonction des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
1.2 Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
1.3 Déclaration ou rapport attribué à une personne intervenant en qualité d'expert	NA		NA
1.4 Attestation d'un tiers	NA		NA
1.5 Déclaration sans approbation préalable de l'autorité compétente		Encart AMF	1
2. Contrôleurs légaux des comptes			
2.1 Nom et adresse des contrôleurs légaux des comptes	4.3.7	Mandats des Commissaires aux comptes	216
2.2 Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3. Facteurs de risques	2	Facteurs de risque et contrôle interne	39
4. Informations concernant l'émetteur			
4.1 Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	422
4.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	422
4.3 Date de constitution et durée de vie de l'émetteur	1.1.2	Histoire et évolution de la Société	8
	7.1.3	Date de constitution et durée de vie	422
4.4 Siège social et forme juridique de l'émetteur, législation régissant les activités, pays d'origine, adresse et numéro de téléphone du siège statutaire, site web avec un avertissement	7.1.4	Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet	422
5. Aperçu des activités			
5.1 Principales activités	1.1.1	Présentation	8
	1.1.3	Organisation du Groupe	9
	1.2	Stratégie et objectifs	12
	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
5.2 Principaux marchés	6.2.2	Comptes consolidés – Note 6.2 (Indicateurs clés par secteur reportable) et Note 6.3 (Indicateurs clés par zone de commercialisation/d'implantation)	284 286
5.3 Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
5.4 Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	12
5.5 Degré de dépendance de l'émetteur à l'égard de brevets ou de licences, de contrats industriels, commerciaux ou financiers ou de nouveaux procédés de fabrication	2.2	Facteurs de risques	43
5.6 Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8
5.7 Investissements			
5.7.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.3.3	Investissements (CAPEX)	248
5.7.2 Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	12
	1.6	Présentation des activités du Groupe	20
5.7.3 Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2023) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	264 271

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2023		Page
5.7.4 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	107
6. Structure organisationnelle			
6.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2 Liste des filiales importantes	6.2.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2023)	264
7. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1	Rapport d'activité	236
7.1 Situation financière	6.1.1.3 6.1.1.4	Évolution de l'endettement financier net Autres postes de l'état de la situation financière	246 250
7.1.1 Évolution des résultats et de la situation financière comportant des indicateurs clés de performance de nature financière et le cas échéant, extra-financière	6.1.1	Rapport d'activité	236
7.1.2 Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.3 6.2.2	Recherche et innovation Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	13 302
7.2 Résultats d'exploitation			
7.2.1 Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1 6.1.1.2	Résultats ENGIE 2023 Autres éléments du compte de résultat	236 245
7.2.2 Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1 6.1.1.2	Résultats ENGIE 2023 Autres éléments du compte de résultat	236 245
8. Trésorerie et capitaux			
8.1 Informations sur les capitaux	6.1.1.4 6.2.2	Autres postes de l'état de la situation financière Comptes consolidés – Note 5.4 (Capitaux engagés industriels) Note 14.3.1 (Endettement financier net par nature) Note 16 (Éléments sur les capitaux propres)	250 281 316 341
8.2 Flux de trésorerie	6.1.1.3	Évolution de l'endettement financier net	246
8.3 Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1 5.2 6.2.2	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur Titres non représentatifs du capital Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	251 222 310
8.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	252
8.5 Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	252
9. Environnement réglementaire	1.6 2.2.1	Présentation des activités du Groupe Risques politiques et réglementaires	20 43
10. Information sur les tendances			
10.1 Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2 6.1	Stratégie et objectifs Examen de la situation financière	12 236
10.2 Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2023		Page
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237
12. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale			
12.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1	Organisation et fonctionnement de la gouvernance	158
	4.1.3	Direction Générale	189
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.5	Absence de conflit d'intérêts ou de condamnation, contrat de services et lien familiaux	176
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.2	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	190
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.2	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	190
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	158
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.3.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	211
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les comités	183
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Activités et Fonctionnement du Conseil d'Administration	179
	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	216
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.1.1.9	Evolution de la composition du Conseil d'Administration	179
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.2.1	Capital humain du Groupe	87
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.2	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	160
	4.2	Rémunérations des organes d'administration et de direction	190
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.4.1	Protection sociale, épargne salariale, rémunération et actionnariat salarié	100
16. Principaux actionnaires			
16.1 Actionnaires détenant plus de 5% du capital ou des droits de votes	5.1.1	Capital social et droits de vote	220
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	233
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	220
	5.4.4	Action spécifique	233
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	232
	5.4.4	Action spécifique	233
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	233
17. Transactions avec des parties liées			
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	211
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	217

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement délégué (UE) n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2023		Page
18. Informations financières concernant l'actif et la passif, la situation financière et les résultats de l'émetteur			
18.1 Informations financières historiques	6.2	Comptes consolidés	253
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	364
	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2023	371
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	253
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	364
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
18.4 Informations financières pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	234
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2.2	Comptes consolidés – Note 23 (Contentieux et enquêtes)	358
	7.3	Litiges et arbitrage	423
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	362
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	220
19.1.1 Montant du capital souscrit, nombre d'actions émises et totalement libérées et valeur nominale par action, nombre d'actions autorisées	5.1.1	Capital social et droits de vote	220
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	220
	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	211
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	222
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	222
19.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	NA		NA
19.1.5 Droits d'acquisition et/ou toute obligation attachée au capital autorisé, mais non émis, ou toute entreprise visant à augmenter le capital	NA		NA
19.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.4.4	Action spécifique	233
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	221
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	422
	7.1.5	Objet social	422
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	223
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	215
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	223
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	215
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	423
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	424

Table de concordance du rapport financier annuel

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier, dans le présent Document d'enregistrement universel, les informations qui constituent le rapport financier annuel devant être publié par les sociétés cotées conformément aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et 222-3 du règlement général de l'AMF.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Comptes annuels	6.4	Comptes sociaux au 31 décembre 2023	371
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	253
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	435
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	424
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	416
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	364

Table de concordance du rapport de gestion (auquel sont joints le rapport sur le gouvernement d'entreprise et la Déclaration de performance extra-financière)

Afin de faciliter la lecture du présent document, la table de concordance ci-après permet d'identifier les informations devant figurer au sein du rapport de gestion, selon les dispositions du Code de commerce applicables aux sociétés anonymes à Conseil d'Administration.

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
1. Situation et activité du Groupe			
Situation de la Société durant l'exercice écoulé et analyse objective et exhaustive de l'évolution des affaires, des résultats et de la situation financière de la Société et du Groupe, notamment de sa situation d'endettement, au regard du volume et de la complexité des affaires	6.1.1	Rapport d'activité	236
	6.1.1.2	Autres éléments du compte de résultat	245
	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	251
	6.2	Comptes consolidés	253
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés financiers 2023	16
Indicateurs clefs de performance de nature non financière ayant trait à l'activité spécifique de la Société et du Groupe, notamment les informations relatives aux questions d'environnement et de personnel	1.4.3	Chiffres clés financiers 2023	16
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2.2	Comptes consolidés – Note 24 (Événements postérieurs à la clôture)	362
Succursales existantes	NA	NA	
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	278
Aliénations de participations croisées	NA	NA	
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Perspectives et <i>guidance</i> 2024-2026	237
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Recherche et innovation	13
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 13.2.4 (Information sur les frais de recherche et développement)	302
Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des cinq derniers exercices	6.4.4	Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	415
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.5	Comptes sociaux	250
Montant des prêts interentreprises consentis et déclaration des Commissaires aux comptes	NA	NA	NA

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
2. Contrôle interne et gestion des risques			
Description des principaux risques et incertitudes auxquels la Société est confrontée	2.2	Facteurs de risques	43
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	78
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	80
	3.3.3	Principaux risques sociaux	81
	3.3.4	Principaux risques de Gouvernance	83
Indications sur les risques financiers liés aux effets du changement climatique et la présentation des mesures que prend l'entreprise pour les réduire en mettant en œuvre une stratégie bas carbone dans toutes les composantes de son activité	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	46
	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	73
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	78
	3.5.4.1	Le changement climatique	110
	2.1	Processus de gestion des risques	41
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	61
Indications sur les objectifs et la politique concernant la couverture de chaque catégorie principale de transactions et sur l'exposition aux risques de prix, de crédit, de liquidité et de trésorerie, ce qui inclut l'utilisation des instruments financiers	2	Facteurs de risque et contrôle interne	39
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 14 (Instruments financiers)	310
		Note 15 (Risques liés aux instruments financiers)	324
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et <i>compliance</i>	121
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance	124
3. Rapport sur le gouvernement d'entreprise			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.2.3	Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux pour l'exercice 2024 (<i>say on pay ex-ante</i>)	202
	4.2.4	Politique de rémunération des Administrateurs pour l'exercice 2024	206
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.2.1.3	Synthèse des rémunérations des dirigeants mandataires sociaux pour 2023	194
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2023 (<i>say on pay ex-post</i>)	190
Utilisation de la possibilité de demander la restitution d'une rémunération variable	NA	NA	NA
Engagements de toute nature pris par la Société au bénéfice de ses mandataires sociaux, correspondant à des éléments de rémunération, des indemnités ou des avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise, de la cessation ou du changement de leurs fonctions ou postérieurement à l'exercice de celles-ci	4.2.1.1	Rémunération du Président du Conseil d'Administration - Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	190
	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale - Contrat de travail, indemnités de départ et clause de non-concurrence	191
Rémunération versée ou attribuée par une entreprise comprise dans le périmètre de consolidation au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce	NA	NA	NA
Ratios entre le niveau de rémunération de chaque dirigeant mandataire social et les rémunérations moyenne et médiane des salariés de la Société	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	198
Évolution annuelle de la rémunération, des performances de la Société, de la rémunération moyenne des salariés de la Société et des ratios susvisés au cours des cinq exercices les plus récents	4.2.1.5	Tableaux de comparaison du niveau de rémunération des dirigeants mandataires sociaux au regard de la rémunération des salariés – Évolutions annuelles des performances et des rémunérations	198

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Explication de la manière dont la rémunération totale respecte la politique de rémunération adoptée, y compris dont elle contribue aux performances à long terme de la Société et de la manière dont les critères de performance ont été appliqués	4.2.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux attribuées ou versées au titre de l'exercice 2023 (<i>say on pay ex-post</i>)	190
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au I de l'article L. 22-10-34 du Code de commerce	NA	NA	
Écart par rapport à la procédure de mise en œuvre de la politique de rémunération et toute dérogation	NA	NA	NA
Application des dispositions du second alinéa de l'article L. 225-45 du Code de commerce (suspension du versement de la rémunération des Administrateurs encas de non-respect de la mixité du Conseil d'Administration)	NA	NA	NA
Attribution et conservation des options par les mandataires sociaux	NA	NA	NA
Attribution et conservation d'actions gratuites aux dirigeants mandataires sociaux	4.2.1.2	Rémunération de la Directrice Générale - Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance et Actions de Performance)	191
	4.2.6	Attribution d'Actions de Performance	206
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.2	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	160
	4.1.1.7	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	178
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	211
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	211
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	217
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.3.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	211
Modalités d'exercice de la direction générale	4.1.3	Direction Générale	189
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	158
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	179
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.8	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	178
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernement d'entreprise	157
	4.1.2	Activités et fonctionnement du Conseil d'Administration	179
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "comply or explain"	4.4	Code de gouvernement d'entreprise	206
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.1.9	Evolution de la composition du Conseil d'Administration	179
	4.3.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	215
Procédure d'évaluation des conventions courantes - Mise en œuvre	4.3.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	211
	4.3.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	211
	4.5	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	217

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange	4.3.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE	215
4. Actionnariat et capital			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2	Répartition du capital	232
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	233
	5.4.4	Action spécifique	233
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.4	Rachat d'actions	221
	6.2.2	Comptes consolidés – Note 16 (Éléments sur capitaux propres)	341
État de la participation des salariés au capital social au dernier jour de l'exercice (proportion du capital représentée)	5.4.2	Répartition du capital	232
	3.4.4.1	Protection sociale, épargne salariale, rémunération et actionnariat salarié	100
Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	NA	NA	NA
Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.2.6.4	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2023	210
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	234
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	71
Description des principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par les relations d'affaires, les produits ou les services	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	73
Informations sur les effets de l'activité quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale, et la manière dont la Société ou le Groupe prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité (description des politiques appliquées et procédures de diligence raisonnable mises en œuvres pour prévenir, identifier et atténuer les principaux risques liés à l'activité de la Société ou du Groupe)	3.3	Analyse des principaux enjeux et risques RSE	73
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	3.1	Responsabilité Sociétale d'Entreprise	64
	3.1.2	Objectifs RSE 2030	64
	3.1.5	Taxonomie européenne	67
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	78
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	80
	3.3.3	Principaux risques sociaux	81
	3.3.4	Principaux risques de Gouvernance	83
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4.2	Diversité et inclusion, au coeur de la stratégie sociale du Groupe	87
	3.4.3.1	Recrutement et marque employeur	93
	3.4.3.2	La Formation et le Développement	96
	3.4.3.3	La politique Talents	98
	3.4.4.1	Protection sociale, épargne salariale, rémunération et actionnariat salarié	100
	3.4.4.2	Dialogue social	101
	3.4.6	Politique de santé-sécurité	103
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	46
	2.2.5.3	Risque d'accident industriel	54
	2.2.7	Risques liés aux activités nucléaires	57
	3.5	Informations environnementales	107

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	3.5.4.6	Les déchets	114
	3.6	Informations sociétales	116
	3.7	Achats, sous-traitance et fournisseurs	120
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.3.4	Principaux risques de gouvernance - risque U	83
	3.8	Éthique et <i>compliance</i>	121
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.3.4	Principaux risques de gouvernance - risque X	84
	3.8.2	Evaluation des risques	121
	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	125
Informations spécifiques : - politique de prévention du risque d'accident technologique menée par la Société ; - capacité de la Société à couvrir sa responsabilité civile vis-à-vis des biens et des personnes du fait de l'exploitation de telles installations ; - moyens prévus par la Société pour assurer la gestion de l'indemnisation des victimes en cas d'accident technologique engageant sa responsabilité.	2.2.2.2	Risques d'adaptation des actifs industriels	47
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	78
Accords collectifs conclus dans l'entreprise et leurs impacts sur la performance économique de l'entreprise ainsi que sur les conditions de travail des salariés	3.4.6	Politique de santé-sécurité	103
Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	3.11	Rapport de l'organisme tiers indépendant sur la vérification de la déclaration consolidée de performance extra-financière	151
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2.2	Comptes consolidés - Note 11 (Impôts)	294
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2.2	Comptes consolidés - Note 23 (Contentieux et enquêtes)	358
	7.3	Litiges et arbitrages	423

Crédits photos :
Couverture - Hazelwood / Positive Goods
Page 1 - Heineken / Santiago Lorez Moracho
Entrées de chapitre - Bollène / Antoine Meysonnier



Ce document est imprimé en France par un imprimeur certifié Imprim'Vert sur un papier certifié PEFC
issu de ressources contrôlées et gérées durablement.

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros

Siège social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie – France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00

SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com

