

Document d'enregistrement universel 2020

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL

ENGIE

#Act With ENGIE

Sommaire

1 Présentation du Groupe 7

1.1 Histoire et organisation RFA 8
1.2 Stratégie et objectifs RFA 11
1.3 Innovation et R&D 12
1.4 Performance financière RFA 13
1.5 Performance RSE RFA 16
1.6 Présentation des activités du Groupe 19
1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 38

2 Facteurs de risque et contrôle 41

2.1 Processus de gestion des risques RFA 43
2.2 Facteurs de risque RFA 45
2.3 Procédures de contrôle interne RFA 61

3 Déclaration de performance extra-financière et informations RSE RFA 65

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 66
3.2 Modèle d'affaires 69
3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 71
3.4 Informations sociales 82
3.5 Informations environnementales 97
3.6 Informations sociétales 105
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 108
3.8 Éthique et *compliance* 109
3.9 Plan de vigilance (synthèse) 111
3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 115
3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 117

4 Gouvernance 119

4.1 Organes d'administration RFA 120
4.2 Dialogue actionnarial RFA 147
4.3 Direction Générale RFA 148
4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction RFA 149
4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 171
4.6 Code de gouvernement d'entreprise 176
4.7 Rapport spécial des commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 177

5 Informations sur le capital et l'actionnariat 179

5.1 Informations sur le capital RFA 180
5.2 Titres non représentatifs du capital RFA 182
5.3 Obligations vertes 183
5.4 Actionnariat RFA 193
5.5 Calendrier des communications financières 195

6 Informations financières 197

6.1 Examen de la situation financière RFA 198
6.2 Comptes consolidés RFA 221
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés RFA 328
6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2020 RFA 334
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels RFA 378

7 Informations complémentaires 383

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 384
7.2 Contrats importants 385
7.3 Litiges et arbitrages RFA 386
7.4 Documents accessibles au public 386
7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel RFA 386
7.6 Table de conversion 387
7.7 Unités de mesure 387
7.8 Sigles et acronymes 388
7.9 Glossaire 389
7.10 Table de concordance 392

RFA Les éléments du Rapport financier Annuel sont identifiés dans le sommaire à l'aide du pictogramme

Document d'enregistrement universel 2020

INCLUANT LE RAPPORT FINANCIER ANNUEL



AUTORITÉ DES MARCHÉS FINANCIERS
AMF

Le présent Document d'enregistrement universel a été déposé le 17 mars 2021 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 Sigle Electronic Format*) et est disponible sur le site de l'émetteur.

2020 fut une année charnière pour ENGIE : malgré le choc de la pandémie, nous avons continué à préparer l'avenir du Groupe en posant les bases d'une transformation stratégique alignée avec notre raison d'être.

L'année 2020 a été marquée par la crise sanitaire et ses conséquences économiques. Comment le groupe ENGIE a-t-il traversé la crise ?

Jean-Pierre Clamadieu – Pendant cette période, ENGIE et ses collaborateurs ont montré une formidable mobilisation et des qualités d'adaptation remarquables. Nous sommes un producteur et un fournisseur d'énergie et nous savons que toutes les entreprises, les collectivités et les foyers ont besoin d'énergie. Il fallait donc assurer la continuité de service à nos clients tout en garantissant les meilleures conditions sanitaires pour nos salariés ; pour cela nous avons fait évoluer massivement, parfois en quelques heures, nos méthodes de travail. Nos équipes ont une grande conscience de leur rôle de service public et de ce que cela implique en termes de mobilisation y compris dans des situations extrêmes. Nous avons également demandé des efforts à nos actionnaires en renonçant, comme beaucoup d'entreprises, à leur verser un dividende en 2020. Cela a permis au Groupe de garder des marges de manœuvre à un moment où nous ne connaissions encore ni la profondeur ni la durée de la crise. Nous sommes heureux de proposer à l'Assemblée Générale de 2021 le retour de notre politique de dividende.

Catherine MacGregor – Je suis frappée au quotidien par l'incroyable engagement des équipes, leur volonté d'aller toujours plus loin dans la transition énergétique. Je suis très fière de travailler avec les hommes et les femmes d'ENGIE, aux côtés de nos clients et de nos territoires, pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. Cet engagement a permis au Groupe de traverser la crise, les résultats annuels récurrents que nous avons présentés en février dernier sont à cet égard très parlants. Certes, le Groupe subit les effets du creux économique de 2020 mais les performances se sont nettement redressées dès le second semestre. C'est une source de grande satisfaction pour nous car cela démontre la résilience et la capacité de rebond d'ENGIE. Cela nous permet d'aborder 2021 avec sérénité.

Le changement climatique prend une place de plus en plus importante dans l'agenda des entreprises comme des collectivités publiques. Comment ENGIE s'y prépare-t-il ?

Jean-Pierre Clamadieu – La crise sanitaire a beaucoup contribué à la perception de la vulnérabilité de nos sociétés face aux grands risques, à commencer par ceux liés au changement climatique. On l'a vu en Europe où les plans de relance comprennent des volets très importants destinés à accélérer la décarbonation de l'économie et les États-Unis s'engagent aujourd'hui dans cette même voie. Dans ce contexte, la raison d'être statutaire que nos actionnaires ont adoptée à l'unanimité (99,9%) en 2020 pose un cadre clair à nos décisions stratégiques. Elle montre aussi que le Conseil d'Administration d'ENGIE et les équipes du Groupe ont, plus tôt que d'autres, pris conscience des transformations en cours et que nous sommes par conséquent en meilleure position pour bénéficier des opportunités qu'elles ouvrent.

Catherine MacGregor – Au cours des derniers mois, le Groupe a prouvé sa capacité continue à mettre son outil industriel en adéquation avec la transition énergétique. Par exemple avec le raccordement aux réseaux de 3 GW de capacités de productions renouvelables, notamment dans l'éolien en mer ou bien encore avec la négociation de *corporate PPA* pour un total de 1,5 GW. Nous avons obtenu la certification *Science Based Targets (SBT)* ce qui signifie que le Groupe est sur une trajectoire de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre compatible avec l'Accord de Paris. Nous sommes désormais en mesure de nous engager à sortir de la production d'énergie à partir de charbon d'ici 2025 en Europe et 2027 au niveau mondial. L'objectif climat sera prochainement systématiquement intégré aux critères de rémunération variable des cadres dirigeants et de certains collaborateurs clefs du Groupe.

“ Je suis très fière de travailler avec les hommes et les femmes d’ENGIE, avec nos clients et nos territoires, pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone. ”

Catherine MacGregor
Directrice Générale





“ La raison d’être statutaire que nos actionnaires ont adoptée à l’unanimité en 2020 pose un cadre clair à nos décisions stratégiques. ”

Jean-Pierre Clamadieu
Président du Conseil d'Administration

Le Groupe a également continué de travailler sur ses enjeux stratégiques. Que pouvez-vous nous en dire ?

Jean-Pierre Clamadieu – Dans le cadre d’une gouvernance moderne et efficace reconnaissant les rôles de chacun, le Conseil d’Administration a fixé les orientations stratégiques du Groupe pour les prochaines années. Guidé par notre raison d’être et la conviction que nous devions avancer dans la direction de la simplification et d’une clarification de nos priorités, nous avons annoncé en juillet 2020 que nous nous concentrerions désormais sur deux axes stratégiques : les énergies renouvelables et les infrastructures énergétiques, tout en concentrant nos activités de services autour des métiers liés à l’optimisation de l’utilisation de l’énergie. Par ailleurs et au terme d’un processus de recherche et de sélection approfondi, le Conseil d’Administration a choisi de confier la Direction Générale du Groupe à Catherine MacGregor qui apporte une expérience et des qualités uniques pour réussir la mise en œuvre concrète de ces orientations.

Catherine MacGregor – Les énergies renouvelables et les infrastructures sont nos deux points forts, qui se nourrissent l’un l’autre, et où nous ferons le plus la différence car nous disposons d’une avance et de savoir-faire uniques. Ils ont en commun de requérir tous deux une capacité à financer, concevoir et opérer des systèmes complexes dans la durée. J’y vois l’héritage de notre histoire au cours de laquelle, de la Compagnie de SUEZ à la Société Générale de Belgique, Tractebel, Electrabel, International Power et, bien sûr, Gaz de France, le Groupe a accompagné le financement et l’exploitation des infrastructures de toutes les grandes modernisations économiques. Nous devons aujourd’hui concentrer nos efforts pour réussir notre transformation et saisir les opportunités qu’offre la transition énergétique, en France comme à l’international. Je présenterai, avec l’équipe de management qui m’accompagne, notre feuille de route stratégique à nos actionnaires lors de la publication des résultats trimestriels et de la prochaine Assemblée Générale.

ENGIE est un leader mondial de la transition énergétique

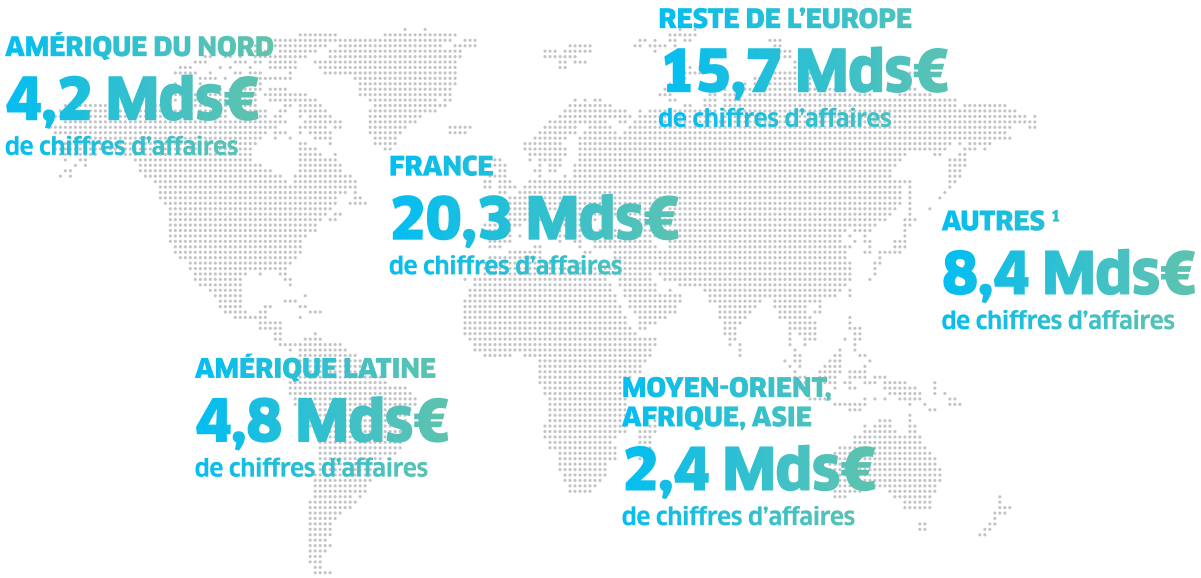
NOTRE RAISON D'ÊTRE

Accélérer la transition vers une économie neutre en carbone

" 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. "

NOS MÉTIERS

- **RENOUVELABLES**
- **INFRASTRUCTURES**
- **SOLUTIONS CLIENTS**
- **THERMIQUE & *SUPPLY***



ENGIE en chiffres[2]

172 703
salariés

55,8 Mds€
de chiffre d'affaires

31,1 GW
de capacités renouvelables installées (**+3 GW** en 2020)

20,1 Mds€
de chiffre d'affaires pour les Solutions clients

+39 000 km
de réseaux de transport de gaz

60,1 GW
de capacité de production électrique thermique

190 M€
de dépenses en R&D

12 Mds
d'obligations vertes émises depuis 2014

Proposition d'un dividende 2020 de
0,53 €
par action

Résultats financiers 2020

4,6 Mds€
de Résultat Opérationnel Courant

1,7 Md€ de Résultat Net Récurrent part du Groupe :

Catégorie de rating
"strong investment grade"

Ratio dette économique nette / EBITDA
4x sur le long terme

Objectifs RSE 2030

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

58%[3]
de capacités renouvelables de production d'électricité

50%
de femmes managers dans le Groupe

1- Englobant les BU GEM, Tractebel, GTT, Hydrogène et les activités de holding et corporate
2- Au 31 décembre 2020
3- Comptabilisation à 100% des capacités

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

Le présent Document d'enregistrement universel intègre (i) tous les éléments du rapport financier annuel mentionné au I de l'article L.451-1-2 du Code monétaire et financier ainsi qu'à l'article 222-3 du Règlement général de l'Autorité des marchés financiers (AMF), (ii) toutes les mentions obligatoires du rapport de gestion du Conseil d'Administration à l'Assemblée Générale Annuelle du 20 mai 2021 prévu à l'article L. 225-100 du Code de commerce et (iii) tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Figure en Section 7.10 du présent Document d'enregistrement universel une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent document.

Incorporation par référence

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 2019 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 196 à 216 et 217 à 345 du Document d'enregistrement universel déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 18 mars 2020 sous le numéro D. 20-0141 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2018 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 186 à 204, et 205 à 344 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2019 sous le numéro D. 19-0177.

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 "Objectifs 2021". Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque et contrôle".

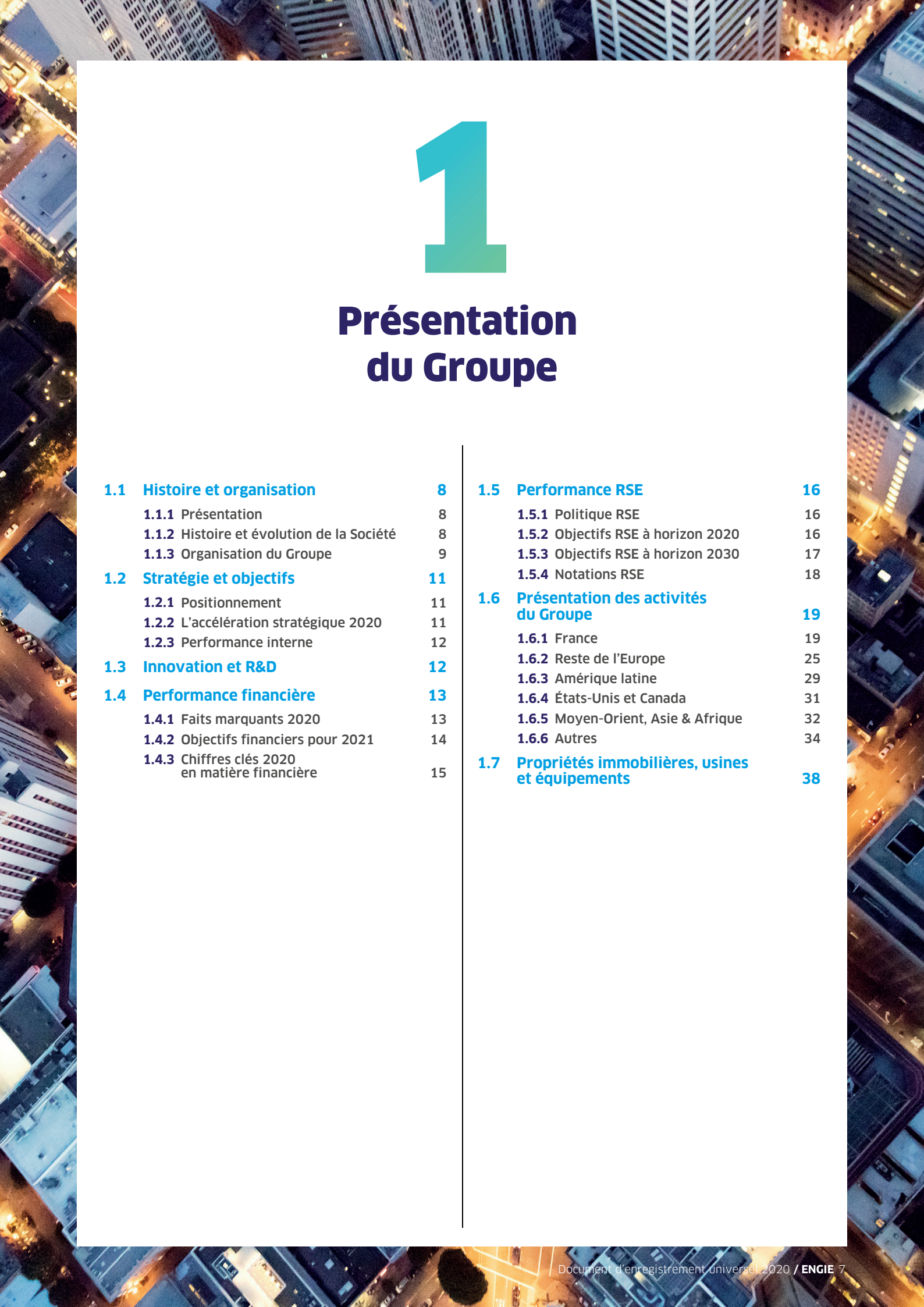
Sauf indication contraire, les données de marché figurant dans le présent Document d'enregistrement universel sont issues des estimations internes d'ENGIE sur la base des données publiquement disponibles.

Note

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

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

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



1

Présentation du Groupe

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

1.2 Stratégie et objectifs 11
- 1.2.1 Positionnement 11
- 1.2.2 L'accélération stratégique 2020 11
- 1.2.3 Performance interne 12

1.3 Innovation et R&D 12

1.4 Performance financière 13
- 1.4.1 Faits marquants 2020 13
- 1.4.2 Objectifs financiers pour 2021 14
- 1.4.3 Chiffres clés 2020 en matière financière 15

1.5 Performance RSE 16
- 1.5.1 Politique RSE 16
- 1.5.2 Objectifs RSE à horizon 2020 16
- 1.5.3 Objectifs RSE à horizon 2030 17
- 1.5.4 Notations RSE 18

1.6 Présentation des activités du Groupe 19
- 1.6.1 France 19
- 1.6.2 Reste de l'Europe 25
- 1.6.3 Amérique latine 29
- 1.6.4 États-Unis et Canada 31
- 1.6.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique 32
- 1.6.6 Autres 34

1.7 Propriétés immobilières, usines et équipements 38

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'électricité bas carbone, des infrastructures énergétiques centralisées et décentralisées, et des services associés :

- **production d'énergie bas carbone et fourniture de gaz et électricité :** ENGIE est le 2e opérateur hydraulique et le 1er dans l'éolien et le solaire réunis en France ; acteur de référence du nucléaire en Belgique. Le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique. ENGIE est parmi les acteurs qui comptent dans les appels d'offres internationaux, notamment en Amérique latine et au Moyen-Orient, avec des positions fortes au Brésil, au Pérou, au Mexique et au Chili.

  Dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, avec près de 21 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 deuxième producteur et fournisseur d'électricité. En Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel ;
- **infrastructures énergétiques centralisées :** le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe, 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 au Mexique et au Brésil, opérant des réseaux de transport de gaz et d'électricité ;
- **infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie :** ENGIE est le 1er opérateur mondial de réseaux de froid et 3e opérateur de réseaux de chaleur (en TWh). Le Groupe est le 1er fournisseur de services d'efficacité énergétique et le 1er pour les services d'installation en Europe. ENGIE est aussi le 2e fournisseur mondial de bornes de recharge pour véhicules électriques.

ENGIE a pris une position de leader sur les nouveaux segments de l'énergie distribuée, ainsi que dans les installations solaires pour les clients industriels et commerciaux. En outre, le Groupe se positionne au 5e rang dans les micro-réseaux et micro-réseaux isolés.

Le Groupe s'appuie sur ses métiers clés (Renouvelable, Infrastructures décentralisées, Solutions clients, Production thermique et Fourniture d'énergie) pour proposer à ses clients des solutions compétitives, à haute valeur ajoutée, qui leur permettent d'atteindre leurs objectifs de neutralité carbone. Grâce à ces métiers, il peut agir sur différents aspects, pour décarboner l'appareil de production d'énergie, mettre en place des infrastructures urbaines performantes, et proposer des services d'efficacité énergétique associés.

Le site internet du Groupe est : www.engie.com. Toutes les informations disponibles sur ce site ne font pas partie du présent Document d'enregistrement universel.

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, laquelle fusion 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 industriel et de services international 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'au grand international.

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 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la Société et a adopté comme nouvelle dénomination sociale "ENGIE".

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 dans ses comptes.

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 est 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.

(1) Ces positions concurrentielles sont 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)

Le 14 mai 2020, L'Assemblée Générale a approuvé l'introduction dans les statuts de la raison d'être de la Société : "*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*".

1.1.3 Organisation du Groupe

À fin 2020, ENGIE est constitué de 25 entités opérationnelles (*Business Units*, BU), de quatre *Global Business Lines* et de différentes fonctions support et fonctions opérationnelles (voir Section 1.6 "Présentation des activités du Groupe"). Une vingt-sixième entité regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, l'activité d'Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA et la contribution de l'entreprise associée SUEZ jusqu'à sa cession.

Au cours du 2nd semestre 2020, le Groupe a réaffirmé ses orientations stratégiques avec (i) une accélération dans les métiers Renouvelables et les Infrastructures, qui sont notamment décentralisées, (ii) une revue stratégique d'une partie des activités de Solutions clients ainsi (iii) qu' une augmentation du programme de rotation d'actifs pour financier la croissance dans le Renouvelable et les Infrastructures.

En parallèle, le mouvement de recentrage géographique s'est poursuivi. Ainsi la BU Afrique et la BU Chine sont fusionnées respectivement avec la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et la BU Asie Pacifique au 1er janvier 2021.

Début janvier 2021, Catherine MacGregor a lancé un mouvement pour aligner l'organisation d'ENGIE avec les orientations stratégiques, simplifier le pilotage du Groupe avec une orientation sur la performance, et enfin la rendre plus lisible en interne comme en externe.

Le nouveau Comité Exécutif (Comex) est ainsi structuré autour de quatre métiers principaux : Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients, Production thermique et Fourniture d'énergie. Les activités liées au nucléaire et à la gestion de l'énergie seront pilotées séparément du fait de leur spécificité. Suite à la revue stratégique des Solutions clients (voir Section 1.2), une future entité centrée autour des activités de services multi-technique sera constituée.

Les fonctions support et opérationnelles mutualisées sont simplifiées via quatre pôles :

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

Les centres de service partagés sont rattachés au Secrétariat Général.

Chacune des activités et fonctions transverses identifiées est sous la supervision directe d'un membre du Comex.

Les paragraphes ci-dessous décrivent l'organisation au 31 décembre 2020 ainsi que son évolution début 2021.

1.1.3.1 Description des *Business Units*

La stratégie déterminée au niveau des quatre grands métiers est mise en œuvre par les différentes BU du Groupe. Celles-ci sont pour la plupart constituées à l'échelle d'un pays ou d'un Groupe de pays, selon la densité d'activités recensées dans les géographies concernées. Elles rassemblent les activités du Groupe à même de répondre, sur un territoire donné, aux attentes de leurs clients et parties prenantes.

Sont ainsi constituées :

- en France, sept BU dédiées aux activités : une BU en charge du développement des renouvelables (France Renouvelables), quatre BU dédiées aux infrastructures gazières (transport, distribution, terminaux et stockage), une BU dédiée aux Solutions clients (ENGIE solutions), découpée en trois ensembles (Villes & Collectivités, Tertiaire & Proximité, Industries), et une BU chargée des activités de commercialisation BtoC ;
- en Europe et dans le monde, neuf BU géographiques Amérique du Nord ; Amérique latine ; Asie Pacifique Chine ; Benelux ; Brésil ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, Turquie et Afrique ; Royaume-Uni et Génération Europe. Ces BU géographiques ont en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble des activités du Groupe dans la zone considérée ;
- enfin, quatre BU de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : les BU *Global Energy Management*, Gaztransport & Technigaz (GTT), Tractebel et Hydrogène. Une 5ième BU est par ailleurs en charge de l'exploitation des unités de production nucléaire en Belgique.

Chacune de ces BU est représentée au Comex du Groupe par un Directeur Général Adjoint, qui en assure la supervision.

1.1.3.2 Description des *Global Business Lines*

Les quatre *Global Business Lines*, créées en avril 2019, complètent cette logique géographique. Elles recouvrent les secteurs d'activité suivants : Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients et Thermique (voir Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – n° 6 Information sectorielle"). Un Directeur dirige chaque *GBL*, sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint, membre du Comex. Ces *GBL* ont pour mission de :

- proposer une stratégie inter-BU pour leurs activités ;
- hiérarchiser l'allocation des ressources entre les différentes BU ;
- identifier et piloter les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence ;
- identifier et mettre en place des partenariats mondiaux ;
- soutenir, mesurer et présenter la performance globale des activités.

À ces *GBL* s'ajoutent les activités de fourniture et gestion d'énergie et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe.

Au 1er février 2021, le périmètre de la *GBL* Thermique évolue vers Production thermique et Fourniture d'énergie. Les activités nucléaire et gestion de l'énergie restent autonomes.

1.1.3.3 Description des fonctions support et opérationnelles

Des fonctions support et des fonctions opérationnelles complètent l'organisation. Elles visent à renforcer l'action des *Global Business Lines* pour développer les synergies dans le Groupe et soutenir les BU. Depuis le 1er février 2021, les fonctions support sont organisées en quatre pôles :

- Secrétariat Général, Stratégie, Recherche et Innovation, Communication. Les centres de services partagés du Groupe y sont rattachés ;
- Finances, Responsabilité sociétale d'entreprise, Achats ;
- Digital et systèmes d'information ;
- Ressources humaines.

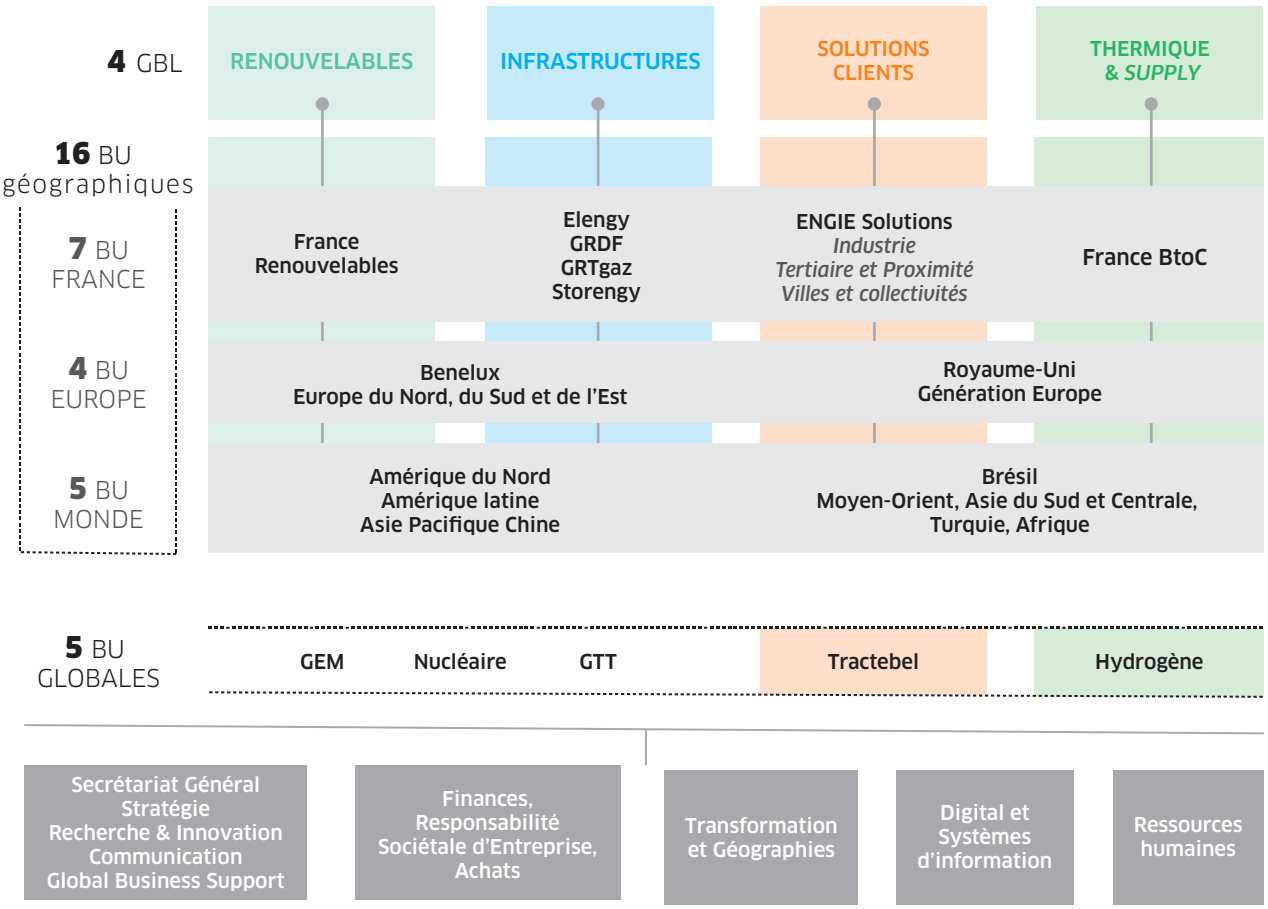
En complément, un pôle transverse dédié à la transformation et au pilotage des BU géographiques vient appuyer la performance opérationnelle des activités métier.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était de 3 327 à fin 2020. En complément des listes figurant en Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – Note 2 Principales filiales au 31 décembre 2020" et Section 6.4.2 "Notes aux comptes sociaux" – Note 4.4 "Filiales et participations", la liste des entreprises contrôlées est accessible sur le site internet du Groupe (www.engie.com, 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 SIMPLIFIÉE TOURNÉE VERS LA MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE

Des activités structurées autour de 4 métiers



Une mutualisation des fonctions support et directions opérationnelles

Organisation au 1er février 2021

1.2 Stratégie et objectifs

1.2.1 Positionnement

Lors de son Assemblée Générale 2020, le Groupe a été un des premiers à adopter une raison d'être. Celle-ci matérialise son ambition déjà présente d'agir pour une transition énergétique neutre en carbone. Elle lui permet d'inscrire son action dans la durée au service de l'ensemble de ses parties prenantes. Via cette raison d'être, le Groupe souhaite avoir un impact positif sur la société et répondre à la demande croissante des citoyens, des élus et des industriels pour une décarbonation d'ampleur.

Au cours des dernières années, ENGIE s'est profondément transformé en concentrant son développement sur trois activités : les énergies renouvelables, les infrastructures et l'efficacité énergétique, tout en prenant des positions fortes sur des activités innovantes (mobilité verte et réseaux intelligents notamment). Cette transformation a permis à ENGIE de renouer avec une croissance organique. En 2020, ENGIE a engagé une nouvelle étape de la simplification du Groupe et de la clarification de sa stratégie en affichant ses priorités de croissance dans les secteurs des énergies renouvelables et des infrastructures.

Le Groupe a pu ainsi affirmer son ambition de devenir le *leader* mondial de la transition énergétique et climatique des entreprises et des collectivités.

Les préoccupations des citoyens et notamment des jeunes générations pour le climat s'expriment de manière croissante. La crise sanitaire inédite que le monde traverse a accéléré la prise de conscience globale. À l'occasion de la mise en place des plans de relance de l'économie, de nombreux gouvernements ont réaffirmé leur ambition en matière de lutte contre le changement climatique. Au-delà de son impact conjoncturel (Section 1.4), cette crise conforte l'ambition retenue par le Groupe et lui permet d'accélérer la mise en œuvre de sa stratégie sur ses différents domaines d'activité.

1.2.2 L'accélération stratégique 2020

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, transport, distribution et service jusqu'au consommateur final. Ses positions fortes dans les énergies renouvelables, les infrastructures centralisées comme les infrastructures urbaines décentralisées, lui permettent de créer les synergies indispensables à la conduite de programmes de décarbonation ambitieux à destination de ses clients.

Il peut mobiliser en outre ses capacités transverses en ingénierie financière, structuration et conduite de projet, 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.

Pour tirer le meilleur parti des atouts qui sont les siens, un recentrage stratégique sur les cœurs de métiers et de compétence porteurs de valeur ajouté pour la transition a été engagé en 2020. Ce recentrage s'organise autour d'une simplification des domaines d'activité autour d'objectifs stratégiques. Ces objectifs se déclinent de la manière suivante par métier :

- **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 mises en service de 4 GW par an à moyen terme en matière d'énergies renouvelables électriques. Les investissements seront poursuivis dans l'éolien terrestre et solaire photovoltaïque au sol. Via la co-entreprise Ocean Winds avec EDPR, l'éolien en mer est une priorité forte, avec une cible de 5 à 7 GW en opération ou en construction en 2025. ENGIE est un acteur majeur de production d'électricité hydraulique, notamment au Brésil et en France : le développement dans ce domaine se fera de manière ciblée.
- **Infrastructures : investir dans des réseaux performants pour la transition énergétique, au service de mix énergétiques équilibrés au contenu neutre en carbone ;** des investissements massifs doivent être anticipés dans les réseaux de gaz et d'électricité dans les années à venir. Ils répondent à des enjeux d'accès à l'énergie dans les pays émergents et partout, de mise en œuvre de la transition énergétique avec l'adaptation à l'injection et l'acheminement d'énergie renouvelable. 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. Dans le monde, le Groupe accompagne par ses investissements le développement de mix énergétiques équilibrés et décarbonés : ainsi, le développement des réseaux gaziers est soutenu là où cela permet d'agir immédiatement pour la décarbonation du système énergétique.
- **Infrastructures énergétiques décentralisées et services à l'énergie : proposer des solutions intégrées à grande échelle s'appuyant sur des contrats long terme.** Suite à la revue stratégique de ses activités Solutions clients, le Groupe se concentrera sur le développement d'infrastructures énergétiques décentralisées et des services associés (réseaux urbains de chaleur et de froid, la production d'énergie décentralisée et d'utilité sur site, l'efficacité énergétique, la ville intelligente, la mobilité verte et l'ingénierie). Il 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.
- **Production thermique et Fourniture d'énergie : développer des capacités 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. Cet objectif s'inscrit dans le contexte et les besoins spécifiques dans chaque pays où le Groupe est déployé par ailleurs, pour assurer les besoins de flexibilité du système électrique, et permettre une première étape de décarbonation. La volonté de se désengager des capacités charbon restantes est maintenue. Devant une demande grandissante pour la fourniture d'une énergie décarbonée et de maîtrise des consommations, de nouvelles offres sont développées à destination des clients particuliers du Groupe (par exemple Électricité verte lancée en 2016, Pack Chauffage lancé en 2016, Chaudière connectée Edeiris et Chaudière à 1 euro en janvier 2019, plateforme MesDépanneurs racheté fin 2017, offre My Power en toiture PV). Des solutions complètes de fourniture d'énergie verte avec une composante locale sont proposées à ses clients professionnels, assorties de contrats long terme et d'engagement d'efficacité énergétique. Enfin, le développement de gaz verts (hydrogène et biométhane) sera une cible privilégiée en particulier dans le cadre du plan de relance français et des initiatives de la Commission européenne.

- **Gestion de l'énergie et nucléaire :** La gestion des marchés de l'énergie reste un point fort du Groupe, qui s'appuie sur des compétences financières et marchés reconnues et évolue avec la prise en compte des énergies renouvelables. Dans le nucléaire, après la confirmation par le gouvernement belge de sa volonté de sortir du nucléaire, le Groupe se mobilise pour accompagner la transition du système électrique belge dans le respect des plus hauts standards en matière de sûreté nucléaire.

La simplification du Groupe autour de ces objectifs se matérialise par une revue stratégique des actifs engagée en début d'année 2020. Cette revue a conduit à l'identification progressive des segments d'activités devant être cédés ou mis sur le marché. Ainsi, la majeure partie de la participation du Groupe dans SUEZ a été cédée en octobre 2020.

En complément, des processus de désengagement d'ENDEL et GTT ont été annoncés. Enfin, la revue stratégique des Solutions clients a conduit à décider de la création d'une nouvelle entité regroupant les activités de service multi-technique, n'ayant pas vocation à demeurer dans le Groupe à long terme. La configuration de cette entité comme les modalités d'évolution de son actionnariat seront précisées courant 2021.

Par ailleurs, l'ambition déjà affichée de simplifier l'empreinte géographique a été poursuivie en 2020. ENGIE devrait recentrer ses activités, passant de plus de 70 géographies en 2019 à environ 30 en 2023. L'objectif sera d'être parmi les trois premières entreprises dans ces géographies et de densifier les opérations sur ces territoires. Les moyens financiers dégagés par ses opérations de cession permettront de mettre en place un programme ambitieux pour financer la croissance et accélérer dans les activités ciblées.

1.2.3 Performance interne

Le programme Lean se poursuit pour permettre une réduction des coûts internes du Groupe et une amélioration de sa rentabilité. Les objectifs du programme de performance pour la période 2019-2021 sont confirmés. Ce programme repose sur des initiatives de réduction des coûts qui utilisent différents leviers, dont les achats, la dématérialisation et les centres de services partagés. Il identifie des opportunités d'amélioration du chiffre d'affaires et des marges via l'optimisation des actifs d'ENGIE et des offres clients.

L'impact global du programme est actuellement fixé à 800 millions d'euros au niveau du ROC, avec un résultat légèrement pondéré vers 2020 et 2021. À fin 2020 les résultats sont en ligne avec les objectifs et plus de 500 millions d'euros ont déjà pu être économisés.

En matière de ressources humaines, le Groupe met en œuvre un plan d'action afin de gagner en agilité pour s'adapter aux évolutions de son environnement. Ce plan positionne l'individu et le collectif au cœur des transformations. Il repose sur les trois axes stratégiques suivants :

- la culture et le *leadership* : responsabilité décentralisée, innovation et performance ;
- l'adaptation des compétences et des métiers aux Solutions clients et digitales ;
- l'organisation agile, mode projet et amélioration continue.

1.3 Innovation et R&D

La Recherche et l'Innovation jouent un rôle important dans la réalisation des objectifs stratégiques d'ENGIE. Être un acteur majeur de la transition énergétique demande à être à la pointe des nouvelles tendances, technologies et *business models*. L'innovation est riche, abondante et omniprésente dans les projets d'ENGIE. En 2020, un processus de coordination de l'innovation visant à aligner l'ensemble des parties prenantes du Groupe a conduit à la mise en place de feuilles de route stratégiques pour l'innovation Groupe autour de domaines d'innovation prioritaires sélectionnés sur les principaux marchés d'ENGIE (Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients, Production thermique et Fourniture d'énergie). La mise en œuvre de cette stratégie s'appuie sur une gestion transversale des plans d'actions opérationnels, communs à toutes les entités contributrices, conduits par des pilotes opérationnels.

En ligne avec la stratégie d'innovation, les activités de recherche et d'innovation d'ENGIE répondent à un certain nombre de besoins des sociétés afin d'assurer leur croissance future sur trois horizons :

- Horizon 1 – activité actuelle : afin de rester compétitif sur le marché, il s'agit d'améliorer l'efficacité des processus et des technologies actuels, et d'apporter des changements de manière graduelle pour répondre à l'évolution des besoins des clients ;
- Horizon 2 – nouvelles opportunités : afin de bénéficier des nouvelles technologies et modèles d'affaires potentiels, ceux-ci doivent être testés, validés et conduits vers l'industrialisation et la commercialisation dès que possible ;
- Horizon 3 – suggestions pour la croissance future : afin d'assurer une croissance profitable future, ENGIE crée dès aujourd'hui des alternatives via des projets de recherche, des investissements secondaires dans des *start-ups* et des analyses stratégiques approfondies sur les technologies/tendances susceptibles de perturber le marché.

La filière Recherche & Technologies, pilotée et animée par ENGIE *Research* regroupe l'ensemble des entités du Groupe et des BU menant des recherches liées à leurs domaines d'activité et à leurs opérations ainsi que les équipes de R&D de CRIGEN, de Laborelec, de Tractebel, Storengy, ENGIE Impact et Cylergie. La recherche d'entreprise est organisée autour de 23 Labs thématiques travaillant sur tous les aspects de la détection, des tests et du développement de nouvelles technologies. Elle aide ainsi nos BU à rester compétitives et à préparer l'avenir. La feuille de route pour la recherche, qui est mise à jour chaque année, garantit la prise en compte des grandes tendances technologiques émergentes. De plus, les Labs peuvent apporter l'assistance technique nécessaire aux opérations principales, aux projets d'innovation et à la pérennisation des activités. L'année 2020 a principalement été marquée par l'inauguration du nouveau centre de recherche d'entreprise d'ENGIE (CRIGEN) à Stains (France) dédié aux gaz verts et aux solutions neutres en carbone, et par la mise en service opérationnelle de la plateforme de recherche REIDS SPORE (micro-réseau multi-fluides) à Singapour. Un nouveau Lab dédié aux *smart grids* et une plateforme de test de photovoltaïque bifacial ont été inaugurés chez Laborelec.

En 2020, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 190 millions d'euros.

Les nombreuses équipes d'innovation du Groupe, coordonnées par l'équipe Écosystèmes d'innovation de l'entreprise, travaillent sur des projets d'innovation touchant les trois horizons et toutes les zones géographiques. Le concours annuel des Trophées de l'Innovation d'ENGIE reçoit plus de 500 candidatures chaque année (540 dossiers en 2020) ainsi que divers trophées de l'innovation fonctionnelle. À l'échelle de l'entité, ils témoignent de l'esprit d'innovation et des réussites en termes d'amélioration des opérations, des technologies et des systèmes de gestion grâce à l'innovation. Ils témoignent également de la concrétisation d'idées commerciales nouvelles et disruptives. Dans le cadre d'une véritable approche d'*open-innovation*, un grand nombre de ces dossiers a été constitué en collaboration avec des *start-ups*, des fournisseurs, des clients et d'autres parties prenantes.

Les *start-ups* sont engagées dans bien des aspects de l'organisation. Elles le sont dans le cadre de projets collaboratifs, de partenariats, en tant que fournisseurs de nouveaux produits et services. Elles le sont également parfois comme cibles d'investissement dans diverses structures au niveau de la Société ou des BU. ENGIE New Ventures, notre filiale Corporate Venture Capital, propose des alternatives pour l'avenir d'ENGIE via des investissements secondaires dans des *start-ups* disposant de nouvelles technologies et/ou de modèles d'affaires prometteurs (50 millions d'euros investis dans des *start-ups* en 2020, 26 investissements à ce jour). *Global Smart Businesses* gère les *start-ups* après leur acquisition, dans le cadre de leur intégration, pour en faire des entités dédiées à ENGIE. Les BU font également l'acquisition de *start-ups* afin de résoudre des défis locaux, et Rassembleurs d'Énergies investit dans des sociétés ayant un fort impact environnemental et/ou social.

Les ENGIE *Factories* à Paris, Singapour et Santiago se consacrent à la création et au développement de filiales reposant sur des enjeux sensibles et des opportunités commerciales issus de la vie réelle, en combinant des briques de technologies et de modèles d'affaires provenant de sources internes et externes.

La transformation digitale est un aspect fondamental de l'innovation, avec un certain nombre de projets numériques identifiés grâce aux différents Trophées de l'Innovation et portés par nos plateformes internes (DigiPlace, Common Data Hub, Inner Source) et nos communautés (ENGIE Digital 50).

1.4 Performance financière

1.4.1 Faits marquants 2020

Une nouvelle orientation stratégique réalisée à un rythme soutenu

À la suite de l'annonce en juillet de la nouvelle orientation stratégique visant à simplifier le Groupe et à accélérer sa croissance dans les Renouvelables et les Infrastructures, ENGIE a progressé à un rythme soutenu malgré le contexte difficile.

La cession de 29,9% de la participation dans SUEZ pour 3,4 milliards d'euros a été achevée en octobre, et ENGIE a initié les revues stratégiques d'une part significative des activités de Solutions clients, de GTT et d'ENGIE EPS.

En outre, ENGIE a également progressé dans la rationalisation géographique et le renforcement de ses positions dans les pays clés. L'acquisition de 7% supplémentaires dans ENGIE Energia Chile, réduisant ainsi le niveau de minoritaires dans cette société, en est une illustration.

La revue stratégique d'une partie des Solutions clients a été lancée en vue de la création potentielle d'un nouveau *leader* dans les services multi-techniques, dont la taille rendra possible des effets d'échelle et qui bénéficiera de fortes perspectives de croissance. La consultation des instances représentatives du personnel relative à la structure de l'organisation proposée pour la nouvelle entité a été lancée en février 2021. Cette consultation devrait s'achever à la fin du 2e trimestre 2021. Le Groupe déterminera au cours du 2nd semestre 2021 les prochaines étapes et étudiera les futures options de détention de la nouvelle entité potentielle. ENGIE examinera toutes les options afin de maximiser la valeur et agira dans l'intérêt de toutes les parties prenantes.

Un nouveau Comité Exécutif et une organisation simplifiée

La nomination d'un nouveau Comité Exécutif a été annoncée en janvier, traduisant la volonté de mettre en place une organisation simplifiée axée sur quatre activités : Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients et Thermique & *Supply*. Avec les membres du Comité Exécutif responsables des activités fonctionnelles et des projets spécifiques, la nouvelle équipe de direction est chargée de mettre en œuvre la nouvelle orientation stratégique d'ENGIE et de renforcer la culture de performance du Groupe.

Point sur les actifs nucléaires en Belgique

À la suite des annonces du gouvernement belge au 4e trimestre 2020, il a été décidé d'arrêter tous les travaux de préparation qui permettraient de prolonger de 20 ans deux unités au-delà de 2025 car il semble peu probable que cette prolongation puisse avoir lieu, compte tenu des contraintes techniques et réglementaires. Ce changement d'hypothèse de durée de vie ainsi que les modifications des scénarii de prix des commodités ont amené à comptabiliser une dépréciation de 2,9 milliards d'euros des actifs nucléaires, élément non récurrent dans le compte de résultat de 2020.

ENGIE reste engagé envers la Belgique et à contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays. Outre les énergies renouvelables, le Groupe développe également jusqu'à 3GW de projets de centrales à gaz. Ces projets pourraient participer aux enchères liées à la mise en place en Belgique du marché de rémunération de capacité au cours du 2nd semestre de cette année, une fois approuvé par les autorités européennes.

Continuité de service et 4 milliards d'euros d'investissements de croissance malgré un contexte difficile.

Sur le plan opérationnel, le Groupe a continuellement adapté ses process pour garantir la continuité des services essentiels, tout en maintenant des standards élevés en matière de santé et de sécurité. Les investissements totaux se sont élevés à 7,7 milliards d'euros en 2020, dont 4,0 milliards d'euros d'investissements de croissance, 2,4 milliards d'euros d'investissements de maintenance et 1,3 milliard d'euros de financement des provisions nucléaires.

Plus de 90% des investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux Solutions clients *Asset-based*, conformément à la nouvelle orientation stratégique annoncée en juillet.

Avancées sur les objectifs ESG, engagement à sortir du charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027

La neutralité carbone est au cœur de la raison d'être d'ENGIE et de ses orientations stratégiques. En 2020, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'énergie ont été réduites de 9%, pour atteindre 68 millions de tonnes, bénéficiant principalement de la cession des centrales à charbon en Europe occidentale.

ENGIE s'engage aujourd'hui à se retirer de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaud et de froid. Pour rappel, il reste 4GW d'actifs au charbon sur un portefeuille total de production d'électricité centralisée de 101 GW.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 28% à fin 2019 à 31% à fin 2020 avec l'ajout de 5GW de capacités.

En ce qui concerne la diversité de genres, le nombre de femmes cadres a légèrement augmenté. ENGIE comptait 24% de femmes cadres à fin 2020.

Proposition de dividende 2020 dans le haut de la fourchette du ratio de distribution

Le Conseil d'Administration a réaffirmé la politique de dividende du Groupe, avec une fourchette de 65 à 75% de ratio de distribution sur la base du résultat net récurrent part du Groupe. Pour 2020, le Conseil d'Administration a proposé d'établir le ratio de distribution à 75%, dans le haut de la fourchette. Cela se traduit par un dividende de 0,53 € par action, qui sera soumis à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai.

1.4.2 Objectifs financiers pour 2021

Lors de la présentation de ses résultats financiers 2020, ENGIE a mis à jour ses objectifs financiers pour 2021 :

Une amélioration significative attendue en 2021 après une année 2020 marquée par la crise sanitaire de la Covid-19

La performance financière globale en 2021 devrait s'améliorer significativement après une année 2020 impactée par la crise sanitaire de la Covid-19, dans l'hypothèse d'absence de nouvelle mesure de confinement majeur et d'un assouplissement progressif des mesures de restriction au cours de 2021.

Pour 2021, ENGIE prévoit un Résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,3 à 2,5 milliards d'euros. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros et de ROC de 5,2 à 5,6 milliards d'euros.

Cette guidance comprend une estimation de l'impact du froid extrême qui a frappé le Texas en février. ENGIE évalue la situation qui affecte principalement les Renouvelables et le *Supply*. Dans l'ensemble, ENGIE estime actuellement l'impact net négatif potentiel au niveau du ROC et du RNRpg entre 80 et 120 millions d'euros.

Les attentes en matières d'évolution du ROC pour 2021 par *business line* sont les suivantes :

	Principaux facteurs d'évolution attendus pour le ROC 2021
Renouvelables	La performance financière devrait bénéficier de la croissance aux États-Unis et en France, dont l'effet positif sera partiellement compensé par un gain moindre lié aux décisions de justice au Brésil concernant la récupération de coûts de l'énergie passés, et par la dépréciation du real brésilien
Infrastructures	Les Infrastructures devraient rester stables, l'impact de la baisse des taux de rémunération des Bases d'Actifs Régulés (BAR) en France étant compensé par le retournement de l'effet température défavorable de 2020 et par la croissance en Amérique latine
Solutions clients	Dans l'ensemble, les Solutions clients devraient connaitre une forte reprise après les impacts de la Covid-19 avec une reprise relativement moins rapide dans les activités Asset-light et bénéficier de l'effet relutif des cessions de SUEZ et d'EV-Box
Thermique	Normalisation attendue après une performance 2020 particulièrement solide en Europe
Supply	Forte reprise attendue après les impacts de la Covid-19 et de l'effet température négatif en 2020
Nucléaire	Performance en nette amélioration grâce à un taux de disponibilité plus élevé, compte-tenu de la fin des travaux dans le cadre des opérations à long-terme (LTO) ainsi qu'à des prix captés plus élevés

Une exécution soutenue du programme de rotations d'actifs et une prévision d'investissements de croissance entre 5,5 et 6 milliards d'euros en 2021

En ce qui concerne les cessions, ENGIE s'attache à les exécuter à un rythme soutenu pour simplifier le Groupe, générer de la valeur et réaffecter les produits de cession vers les priorités stratégiques. L'objectif de RNRpg défini en milliards d'euros prend en compte des cessions, en plus des transactions signées précédemment telle que la cession d'EVBox, pour environ 2 milliards d'euros ayant un effet dilutif sur le ROC pouvant atteindre 0,1 milliard d'euros.

En ce qui concerne les investissements, ENGIE prévoit d'investir entre 5,5 et 6 milliards d'euros en investissements de croissance, dont plus de 90% dédiés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux activités *Asset-based* des Solutions clients, ainsi que 4 milliards d'euros dans les investissements de maintenance et le financement des provisions nucléaires belges.

ENGIE informera le marché sur le plan de mise en œuvre de sa nouvelle orientation stratégique et fournira des indications à moyen terme le 18 mai 2021.

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

Critères d'investissement : Le Groupe qui dispose d'une perspective claire concernant les caractéristiques d'investissement attractifs, appliquera des critères très stricts en matière d'investissements stratégiques et financiers. Les offres complexes, innovantes, intégrées, sur le long terme et axées sur les résultats seront privilégiées par rapport aux activités simples, standardisées, payées à l'acte. Les investissements seront différenciés au fil du temps, en tenant compte d'une contrainte de retour financier d'au moins 200 points de base (bps) supérieur au coût moyen pondéré du capital et de 400 bps supérieurs au coût des fonds propres.

1.4.3 Chiffres clés 2020 en matière financière

En millions d'euros	2020	2019	2018 retraité [a]	2018	2017 retraité [b]	2017	2016 retraité [c]	2016
1. Chiffre d'affaires	**55 751**	**60 058**	**56 967**	**60 596**	**59 576**	**65 029**	**64 840**	**66 639**
dont réalisé hors de France	33 311	35 635	33 306	35 612	34 325	39 307	39 942	41 693
2. Résultat								
EBITDA	9 276	10 366	9 236	9 236	9 199	9 316	9 491	10 689
• Résultat opérationnel courant [d]	4 578	5 726 [g]	5 126	5 126	5 172	5 273	5 636	6 172
• Résultat net part du Groupe	(1 536)	984	1 033	1 033	1 320	1 423	(415)	(415)
• Résultat net récurrent part du Groupe	1 703	2 683	2 425	2 425	2 518	2 662	2 477	2 477
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	1 703	2 683	2 458	2 458	2 233	2 372	2 430	2 477
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	7 589	8 178	7 873	7 873	9 335	9 309	10 174	10 174
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 788	9 863	8 464	8 464	8 150	8 305	9 117	10 263
Flux issus de l'investissement	(4 046)	(7 193)	(6 095)	(6 095)	(5 171)	(5 157)	(3 655)	(3 655)
Flux issus du financement	(562)	212	(1 928)	(1 928)	(4 734)	(4 725)	(6 034)	(6 034)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe	**28 945**	**33 087**	**35 551**	**35 551**	**36 282**	**36 639**	**39 578**	**39 578**
Capitaux propres totaux	33 856	38 037	40 941	40 941	42 122	42 577	45 447	45 447
Endettement net	22 458	25 919	21 102	21 102	22 520	22 548	24 807	24 807
Endettement net hors dette interne/EBITDA	2,42	2,50	2,28	2,28	2,26	2,25	2,43	2,32
Total bilan	153 182	159 793	153 702	153 702	150 141	150 332	158 499	158 499
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [e]	2 416 820 377	2 412 518 837	2 396 308 756	2 396 308 756	2 395 732 581	2 395 732 581	2 396 131 620	2 396 131 620
• 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	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [e]	(0,71)	0,34	0,37	0,37	0,49	0,53	(0,23)	(0,23)
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [e]	0,63	1,04	0,95	0,95	0,99	1,05	0,97	0,97
• Dividende distribué [f]	0,53	0	0,75	0,75	0,70	0,70	1,00	1,00
6. Effectifs moyens totaux		**222 268**	**-**	**249 795**	**238 029**	**238 216**	**239 710**	**241 509**
• Sociétés en intégration globale	173 398	170 475	-	158 505	151 480	151 667	152 175	153 950
• Sociétés en intégration proportionnelle	748	756	-	780	685	685	764	764
• Sociétés mises en équivalence	1 727	90 908	-	90 510	85 864	85 864	86 771	86 795

(a) Certaines données au 31 décembre 2018 sont retraitées selon la nouvelle présentation des instruments dérivés à caractère opérationnel (impactant le chiffre d'affaires), mais pas selon IFRS 16 en raison de la méthode de transition retenue poursuivie (voir Note 1 de la Section 6 "Comptes consolidés" du Document d'enregistrement universel 2019)

(b) Certaines données au 31 décembre 2017 sont retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRS 9 et 15 et du classement du GNL en activité non poursuivie (voir Note 2 de la Section 6 "Comptes consolidés" du Document de Référence 2018)

(c) Certaines données au 31 décembre 2016 sont retraitées en raison du classement d'E&P en activité non poursuivie (voir Note 30 de la Section 6 "Comptes consolidés" du Document de Référence 2017)

(d) Hors MtM des dérivés opérationnels mais y compris quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

(e) Résultat par action calculé sur la base du nombre moyen d'actions en circulation, net d'autocontrôle

(f) 2020 : proposition soumise à l'AGO

(g) Chiffre retraité 2019 : 5 819

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 et des objectifs RSE datés et chiffrés (voir Section 1.5.2 et 1.5.3). Elle fait l'objet d'évaluations externes de la part des principales agences de notations RSE (voir Section 1.5.4).

La Déclaration de performance extra-financière (DPEF) du Groupe détaille la gouvernance de cette politique et ses résultats (voir Chapitre 3).

1.5.1 Politique RSE

L'ambition du Groupe en matière de RSE est de faire de l'énergie une source de progrès et de développement pour tous. Au sein d'ENGIE, la RSE est directement intégrée à 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, i.e. 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 politique RSE (remise à jour en 2020), et en 2016, s'est fixé six objectifs RSE à horizon 2020. Leur réalisation est communiquée au marché à chaque clôture annuelle de comptes et publiée dans chaque édition du présent document. L'année 2020 constitue la dernière année de suivi de ces objectifs.

Les travaux de prospective ENGIE 2030 et la raison d'être du Groupe publiée en février 2020 votée dans ses statuts par l'Assemblée Générale en mai, ont permis de définir un nouvel ensemble de 19 objectifs RSE à l'horizon 2030. Huit objectifs dits de rang 1 seront suivis chaque année. L'année 2020 constitue donc la première année de suivi de ces objectifs.

Les engagements et les politiques RSE sont systématiquement validées par le Comex du Groupe et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD). Ils portent l'entreprise non seulement à respecter ses obligations légales et règlementaires dans les différents domaines de la RSE, mais aussi et surtout à adopter les meilleures pratiques possibles pour anticiper et maîtriser du mieux possible, les impacts de ses activités sur sa sphère d'influence et réciproquement de celle-ci sur ses activités. Les engagements et les politiques RSE visent ainsi une maximisation de la création de valeur pour l'ensemble des parties prenantes.

Tous ces objectifs s'inscrivent pleinement dans le cadre des 17 Objectifs de Développement Durable à l'horizon 2030 fixés par les Nations Unies. Ils se transcrivent également dans l'accélération de la stratégie du Groupe votée en juillet 2020. Ils correspondent aux 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 en général et pour ENGIE en particulier. Pour le relever, le Groupe s'est engagé dans un programme de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre (GES), dans un plan de vigilance climatique, dans un programme d'économie de ses consommations de ressources naturelles, et enfin, dans un programme d'adaptation de son modèle d'affaires pour le rendre résilient aux évolutions du climat tout en satisfaisant aux contraintes d'une transition juste.

ENGIE intègre ainsi un prix du carbone interne dans son processus de Comité des Engagements Groupe pour les décisions majeures d'investissement. Ce dispositif est complémentaire 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 12 critères RSE pour ses grands projets d'investissement évalués par des analyses de risques et d'opportunités. 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 du personnel.

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 Objectifs RSE à horizon 2020

ENGIE s'est fixé en 2016 six objectifs RSE à horizon 2020. Ils répondent aux mutations du secteur de l'énergie, à l'intégration progressive des enjeux environnementaux et sociétaux dans les attentes de ses parties prenantes et à son ambition d'être un *leader* dans le domaine de la transition énergétique.

L'année 2020 constitue l'année d'achèvement du suivi de ces objectifs remplacés par les objectifs RSE 2030 dont la première année de réalisation est présentée au paragraphe suivant.

Les résultats 2020 des indicateurs relatifs à ces objectifs RSE 2020, sont présentés dans le tableau suivant avec le rappel des années 2018 et 2019.

Thème	Indicateur	Objectif 2020	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Satisfaction Clients	Taux de satisfaction des clients BtoC	≥ 85%	76%	72%	81%
Renouvelables	Part d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité	≥ 25%	31%	28%	24%
Émissions GES	% de réduction du ratio d'émission de CO_2 équivalent pour la production d'énergie par rapport à 2012	≤ -20%	-52%	-44%	-29%
Dialogue avec les parties prenantes	% des activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation	100%	100%	74%	53%
Mixité	% de femmes dans l'effectif du Groupe	≥ 25%	21,5%	20,9%	21,1%
Santé et Sécurité	Taux de fréquence des accidents avec arrêt des employés	≤ 3,4	3,0	3,7	3,4

Le taux de satisfaction des clients BtoC s'élève à 76% fin 2020, en hausse de +4% comparé à 2019. Depuis 2019, cet indicateur est remonté avec un changement de méthodologie. L'interrogation des clients se fait par internet et non plus au téléphone, ce qui a mécaniquement entrainé une baisse évaluée à 12 points de l'indicateur en 2019 et 2020. Malgré une année 2020 difficile en raison de la crise sanitaire, cette progression s'explique principalement par les actions spécifiques prises par les BU pour soutenir leurs clients et garder le contact avec eux. L'objectif initial n'a pas été retraité du changement méthodologique conduisant à une non-atteinte faciale de celui-ci. Le suivi de la satisfaction clients sera poursuivi au travers d'un indicateur *Net Promoter Score* (NPS) qui lui aussi a progressé en 2020.

Le taux de capacités renouvelables, comptabilisées à 100% quel que soit le niveau de détention, dans le mix de production électrique s'élève à 31% fin 2020 (contre 28% en 2019). Le Groupe dépasse ainsi largement son objectif initial de 25% depuis 2019. ENGIE a mis en service 3 GW de capacités renouvelables en 2020, dont environ 2 GW aux États-Unis. À fin 2020, la capacité d'actifs renouvelables d'ENGIE s'élève à 31,5 GW. Sur les 3 GW mis en service en 2020, 70% sont de l'éolien terrestre, 21% du solaire photovoltaïque et, pour la première fois, environ 9% de l'éolien en mer, avec la mise en service de la première tranche du parc éolien en Belgique Seamade Mermaid. Ce même indicateur continuera d'être suivi dans le cadre des objectifs 2030.

La réduction du ratio d'émissions de gaz à effet de serre (GES) liées à la production d'énergie (scope 1) s'élève à -52% en 2020 versus 2012, avec un taux d'émissions de 212,5 gCO_2/kWh en 2020. Ce résultat reste largement supérieur à l'objectif de -20% fixé fin 2015. Il avait été atteint dès 2018. Il s'explique par l'accélération du plan de sortie des centrales thermiques de ces dernières années. Il traduit également l'engagement du Groupe de respecter une trajectoire compatible avec un objectif de réchauffement climatique de +2 °C maximum. Ce ratio continuera d'être suivi au travers de l'objectif SBT 2030 de réduction du ratio d'émissions de GES de la production d'énergie (scopes 1 et 3) et d'un objectif 2030 de ces émissions de GES exprimé désormais en valeur absolue.

Le taux d'activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation a atteint 100% fin 2020. La réussite de cet objectif a reposé d'une part, sur la sensibilisation et la formation des collaborateurs au dialogue avec les parties prenantes et, d'autre part, sur un appui technique de la filière RSE à la réalisation de plans d'actions adaptés aux enjeux des territoires. Cet objectif continuera d'être suivi au travers d'un objectif sociétal 2030 plus large portant sur la mise en place de plans d'actions sociétaux étendu à l'ensemble de nos activités.

Le taux de mixité des effectifs du Groupe s'élève en 2020 à 21,5%, en progression de 0,6 point par rapport à 2019. Cette progression n'est pas négligeable en raison des difficultés du Groupe à recruter dans les fonctions techniques, d'ingénieures ou de techniciennes et de la faible représentativité des femmes dans les formations Bac Pro et Bac +2/3 au sein des filières techniques. Par ailleurs, la crise sanitaire a fortement affecté la progression du recrutement externe et ralenti le déploiement des divers projets de féminisation du Groupe. Cette progression est néanmoins restée insuffisante pour atteindre l'objectif initial de 25%. Les efforts de mixité dans les effectifs du Groupe vont naturellement se poursuivre avec un nouvel objectif 2030 de mixité ciblé sur le management.

Le taux de fréquence des accidents du travail avec arrêt des employés s'élève à 3,0 à fin 2020, ce qui permet au Groupe d'atteindre son objectif. Cet objectif continuera d'être suivi dans le cadre du nouvel objectif 2030 étendu aux sous-traitants en sites avec accès contrôlé.

1.5.3 Objectifs RSE à horizon 2030

En 2020, le Groupe s'est fixé 19 nouveaux objectifs ambitieux à horizon 2030 pour matérialiser ses engagements RSE à cet horizon.

Inspirés par la raison d'être du Groupe, 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.

Les résultats des huit objectifs clés, dits de rang 1, feront l'objet d'une publication annuelle dans ce document.

Les résultats 2020 des indicateurs relatifs aux huit objectifs RSE 2030 de rang 1, sont présentés dans le tableau suivant avec la valeur 2019 lorsqu'elle était disponible.

Thèmes	Indicateurs	Cibles 2030	Résultats 2020	Résultats 2019
CO_2 Production Énergie	Émissions de GES (scopes 1 et 3) pour la production d'énergie (en $MtCO_2$éq.) conformes aux engagements SBT	≤ 43	68	75
CO_2 Ventes Gaz	Émissions de GES liées à l'usage des produits vendus (en Mt CO_2éq.) conformes aux engagements SBT	≤ 52	62	61
Renouvelables	% d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité conforme aux engagements SBT	≥ 58%	31%	28%
Décarbonation de nos clients	% de nos offres intégrant une alternative contribuant à la décarbonation	100%	51%	non disponible
Décarbonation de nos fournisseurs	% de fournisseurs préférentiels (hors énergie) certifiés ou alignés sur l'initiative SBT	≥ 10%	15%	non disponible
Santé et Sécurité	Taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt	≤ 2,9	2,7	3,3
Mixité	% de femmes dans le management Groupe	≥ 50%	24,1%	23,5%
Équité F/H	Indice d'équité femme / homme	France : 100 hors France : 100	France : 87 hors France : 80	France : 72 hors France : 72

Les émissions de GES de la production d'énergie sont en nette baisse principalement du fait de la sortie d'actifs charbon. Elles s'élèvent à 68 Mt CO_2 se décomposant en 36,4 Mt pour les émissions des actifs contrôlés (scope 1) et 31,1Mt pour celles des actifs mis en équivalence (scope 3).

Les émissions de GES liés à l'usage des produits vendus (scope 3) s'élèvent à 62 Mt CO_2éq., quasi-stables par rapport à 2019. Elles correspondent essentiellement aux ventes de gaz.

La part des capacités renouvelables du Groupe s'établit au-dessus de 31% du fait de la stratégie de développement dans les énergies renouvelables.

Le taux de décarbonation des clients s'élève à 51%, attestant de la démarche pour aider nos clients dans la lutte contre le changement climatique. L'indicateur est calculé sur base de la proportion des offres commerciales soumises aux clients contenant une alternative contribuant à la décarbonation. Les offres qui contribuent à la décarbonation des clients ont été déterminées selon une liste de produits et services préétablie sur la base de la taxonomie utilisée dans les systèmes d'information du Groupe. Cet objectif est susceptible d'être remplacé pour le rendre encore plus pertinent.

Le taux de décarbonation des fournisseurs préférentiels atteint 15% en 2020. Cet indicateur est suivi depuis le début de l'année 2020. Un plan d'action a été mis en place afin de sensibiliser les fournisseurs préférentiels (environ 250) du Groupe aux objectifs d'ENGIE en matière d'empreinte carbone et de les orienter vers une certification SBT. Les actions auprès des fournisseurs seront adaptées selon leur niveau de maturité.

Le taux de fréquence total des accidents de travail avec arrêt (incluant les sous-traitants sur sites avec accès contrôlé) atteint 2,7. Le net progrès par rapport à fin 2019 s'explique en partie par un effet positif "Covid-19", difficile à quantifier, dû notamment au chômage partiel et au télétravail.

Le taux de femmes dans le management s'établit à 24,1%, en progression de 0,6 point par rapport à 2019. Le programme *fifty-fifty*, dédié à la transformation culturelle du Groupe, a été lancé en début 2020 pour accueillir et retenir les talents féminins et ainsi accélérer et soutenir la promotion de la parité Femmes-Hommes.

L'index d'équité professionnelle et salariale Femme-Homme qui s'établit à 87 pour la France et 80 hors France, est en très nette augmentation. En France, l'ensemble des entités a dépassé le seuil minimal de 75 points fixé par le gouvernement français. Ces bons résultats sont les conséquences d'une prise de conscience du nécessaire rééquilibrage salarial entre les femmes et hommes, de la revue des processus associés et de l'élaboration en 2020 des plans d'actions de remédiation dans toutes les entités.

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 3.10).

1.5.4 Notations RSE

ENGIE a vu sa performance RSE de nouveau reconnue en 2020 par l'agence de notation SAM avec la note de 81/100 ce qui confirme son appartenance aux indices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World et Europe.

Le Groupe reste présent dans les trois indices Euronext VigeoEiris Europe 120, Eurozone 120 et France 20. Il a été référencé A1+ avec la note de 65/100 en 2020 par l'agence de notation VE (ex VigeoEiris).

En 2020, l'agence de notation Sustainalytics a évalué le risque RSE du Groupe avec une note de 30 à la frontière des risques médium et élevé. Cette note maintient le Groupe dans la première moitié de son secteur.

L'agence de notation MSCI a noté le Groupe A en 2020 le référençant dans ses indices MSCI EMU ESG et Europe ESG.

L'agence de notation ECOVADIS a évalué le Groupe avec la note de 75/100.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2020, le Groupe a maintenu sa position dans la liste des leaders en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique ("*A-list*"). Le Groupe a progressé sur sa performance relative à la protection de la ressource en eau en passant de la "*B-list*" à la "*A--list*".

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances supérieures aux moyennes du secteur.

1.6 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de son organisation jusqu'au 31 décembre 2020, ENGIE est composé de 25 BU [(1)], essentiellement géographiques. Pour les besoins de l'information financière, le Groupe a procédé à des regroupements de secteurs opérationnels conformément aux dispositions d'IFRS 8. Il présente une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables (voir Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés – Note 6 Information sectorielle").

Dans la présente section, la présentation des activités et des actifs économiques stratégiques du Groupe est principalement structurée en fonction de l'information financière, les sections étant organisées selon les secteurs reportables.

1.6.1 France

1.6.1.1 France (hors Infrastructures)

Le secteur reportable France regroupe les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort. Ces activités sont structurées en cinq entités. Il s'agit de :

- la BU France BtoC, en charge de la commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels ;
- la BU France Renouvelables, en charge du développement, de la construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et de biométhane en France ;
- trois ensembles au sein de la BU ENGIE Solutions :
  - Villes & Collectivités (V&C),
  - Tertiaire & Proximité (T&P),
  - Industrie.

  Ces trois entités sont en charge des services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires, et les grandes infrastructures. Elles interviennent dans la conception, le financement, la construction et l'exploitation des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie, des réseaux d'électricité, de chaud et de froid.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	14 856	15 854	-6,3%
EBITDA	1 391	1 673	-16,9%

1.6.1.1.1 ENGIE Solutions

1.6.1.1.1.1 Mission et activités

ENGIE Solutions imagine, conçoit, réalise et exploite des installations, des bâtiments et des infrastructures à hautes performances, pour accompagner les entreprises et les collectivités locales dans leur transition énergétique vers un monde décarboné. Ces solutions se déploient dans un contexte national porteur d'enjeux, tiré à la fois par les engagements des États à respecter leurs trajectoires de décarbonation, et par les plans de relance post-crise de la Covid.

Les solutions déployées par ENGIE Solutions s'appuient sur les expertises fortes des entités qui la composent, lui permettant d'offrir des solutions complexes. Celles-ci bénéficient d'une présence territoriale dense dans l'Hexagone et les Territoires d'outre-mer. ENGIE Solutions a une capacité éprouvée à accompagner le financement de projet de ses clients. Elle construit une dynamique d'innovation anticipant et accompagnant les nouveaux besoins en associant innovations digitales (*Building Information Modeling,* hypervision, analyse des données, etc.), technologiques (hydrogène, biogaz et biomasse, mini-cogénérations, micro-grids, etc.) et comportementales (autoconsommation, circuits courts, partage des usages, recyclage, *virtual economy,* etc.).

Pour conforter sa place de *leader* français d'intégrateur de solutions d'efficacité énergétique et environnementale, ENGIE Solutions poursuit sa stratégie de croissance organique et d'acquisitions ciblées sur trois axes :

- **Verdissement des installations techniques** de ses clients, en infrastructures urbaines (réseau de chaud et de froid, éclairage public, nouvelles mobilités vertes, …) et en équipements industriels ou bâtimentaires (de production d'énergies éco-responsables, de froid et de réfrigération, de traitement d'air, …) ;
- **Conception et pilotage de projets complexes,** associant plusieurs disciplines, avec engagement de performances sur une durée d'usage ;
- **Développement de solutions innovantes** d'efficacité énergétique et environnementale associant nouvelles technologies et digital.

S'appuyant sur une marque commune regroupant ses expertises historiques en génies climatique, énergétique, électrique, mécanique et industriel, ENGIE Solutions intervient sur toute la chaîne de valeur des Services à l'Énergie : audit & conseil, études & conception, construction neuve & rénovation (avec offre de financement), entretien & maintenance, et enfin exploitation complète avec fourniture d'énergies utiles et engagement de performances sur la durée.

Ces solutions d'accompagnement d'une transition vers la neutralité carbone s'adressent à la fois aux industriels, aux secteurs tertiaires (publics ou privés), aux gestionnaires d'infrastructures (de transports, d'énergies et de télécom-munications), aux municipalités et collectivités territoriales, et aux gestionnaires d'habitats collectifs.

(1) Une vingt-sixième entité regroupe les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement du Groupe, l'activité Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA et la contribution de l'entreprise associée SUEZ

Depuis début 2020, ENGIE Solutions en France s'appuie sur trois entités opérationnelles : la BU "Industries", la BU "Tertiaire et Proximité" et la BU "Villes et Collectivités". Cette organisation sera amenée à évoluer courant 2021 suite à la revue stratégique des Solutions clients.

1.6.1.1.1.2 Description des activités des entités

ENGIE Solutions propose ses différentes solutions aux trois segments clients, chacun piloté par une entité dédiée :

Solutions pour les Industries

ENGIE Solutions (via la BU Industries qui pilote ces actions) accompagne la transformation des acteurs industriels grâce à sa palette d'expertises et de compétences, son ancrage territorial fort et son engagement social et sociétal, pour leur permettre de consommer moins, de consommer mieux et de les préparer aux futurs enjeux.

Pour optimiser l'usage des énergies, ENGIE Solutions garantit la performance durable des process industriels en proposant des solutions globales compétitives et respectueuses de l'environnement. Les projets développés construisent des environnements de travail sûrs et performants, dans le but d'enrichir l'expérience utilisateur et de développer l'exemplarité, à l'instar de l'accompagnement d'ENGIE Solutions auprès d'ARKEMA dans la valorisation de ses rejets via la récupération de chaleur fatale et la gestion des utilités.

Pour aider ses clients à consommer des énergies et des ressources neutres en carbone, ENGIE Solutions fournit des énergies 'bas-carbone' à partir de ressources renouvelables. Elle garantit la disponibilité des énergies locales en cohérence avec le niveau d'activité de ses clients, à l'exemple de la gestion par ENGIE Solutions pour MONDELEZ de ses utilités *via* un contrat de maintenance global et de *facility management*.

Pour développer l'industrie de demain, ENGIE Solutions accompagne les nouveaux projets de développement et de transformation industrielle en France et à l'international. C'est ainsi le cas de SOITEC pour lequel ENGIE Solutions participe à la conception, la réalisation d'études d'exécution et l'amélioration continue de ses process.

Solutions pour les Bâtiments (tertiaires et résidentiels collectifs)

Les axes prioritaires de développement sur le Tertiaire (pilotés par la BU Tertiaire et Proximité) sont de se positionner sur des secteurs soutenus par le plan France Relance (parc immobilier de l'État, cf. appels d'offres en cours sur la rénovation des Cités administratives et des logements de l'armée), des établissements universitaires, de santé, les secteurs résilients ou avec forte composante digitale (centres de données gares) et plus généralement de développer des offres globales avec garantie de résultat (contrats de performance énergétique avec engagements de réduction voire de neutralisation de l'empreinte carbone).

À titre d'exemple, ENGIE Solutions a conclu en 2020 :

- le contrat de performance énergétique de 11 ans avec l'Océanopolis de Brest, incluant un approvisionnement direct en énergie renouvelable via un *Green PPA* favorisant le développement de nouvelles capacités d'énergies renouvelables en France ;
- le renouvellement du contrat pour les immeubles de bureaux "Cœur Défense", soit 350 000 m^2 (deux tours de 40 étages et trois immeubles de huit niveaux) dont 25% des consommations d'énergie seront compensées par un parc photovoltaïque en cours de construction dans le sud de la France ;
- le contrat "*Smart stations*" de huit ans avec "SNCF Gares & Connexions", pour monitorer et optimiser la consommation énergétique de 579 gares, télésurveiller en temps réel différents équipements techniques et piloter à distance des équipements pour réduire le déplacement des agents.

Ces activités sont structurées (obligations et délais) par le cadre règlementaire de la transition énergétique, renforcé en 2019 par les textes sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie, les lois Elan, Énergie Climat, Orientation des mobilités et par le décret tertiaire.

ENGIE Solutions Tertiaire et Proximité est un acteur de la relance suite à la crise de la Covid-19, en particulier pour l'atteinte des objectifs du plan France Relance en matière de rénovation thermique de l'immobilier public et des logements d'habitation collectifs. Son maillage territorial de proximité et les synergies établies avec des milliers de PME sur tout le territoire français en font un partenaire naturel de la relance de l'économie et de l'emploi au niveau local.

Enfin, pour répondre spécifiquement aux enjeux sanitaires nés de la pandémie, une offre "Bâtiment sain" a été conçue au cours du premier confinement. Elle est actuellement en déploiement à destination du secteur tertiaire (public et privé).

Solutions pour les Villes et les Collectivités

ENGIE Solutions se positionne comme le partenaire de confiance de la transition énergétique des territoires selon trois axes, développés par la BU Villes & Collectivités :

- accélération du développement dans les infrastructures énergétiques avec financement partout où ENGIE Solutions peut être *leader* en proposant une énergie toujours plus décarbonée, aussi bien dans des activités où elle l'est déjà (réseaux de chaleur, réseaux de froid, réseaux électriques en Outre-mer, éclairage public, …), que dans de nouveaux marchés (opérateurs urbains de quartiers, réseaux de bornes électriques, …). En 2020, cette accélération a été marquée :
  - par l'utilisation de nouveaux modèles contractuels comme le modèle SAS EnR à Rueil-Malmaison où ENGIE Solutions produit de la chaleur à base de géothermie grâce à une société dédiée à la production dont la Ville est actionnaire minoritaire. Cette société aura comme client principal le futur réseau de chaleur de la Ville,
  - par le gain d'une première concession de réseau de bornes électriques à l'Eurométropole de Strasbourg ;
- développement des solutions *Smart City* globales, multi-métiers et multiservices, avec comme modèle le contrat emblématique Angers Loire Métropole lancé en 2020 ;
- optimisation de la performance de nos actifs existants notamment en accélérant le déploiement de nos plateformes digitales comme Darwin. Cette performance est à la fois source de croissance en elle-même et une vitrine pour la conquête de nouveaux réseaux. En novembre 2020, ENGIE Solutions a lancé *Rezomee,* une nouvelle plateforme digitale à destination et inspirée par ses clients (réseaux de chaud et froid) et leurs usagers ; *Rezomee* est à la fois un site web et une application mobile qui vise à assurer la gestion de toute la communication sur l'ensemble de nos réseaux.

1.6.1.1.2 France BtoC

1.6.1.1.2.1 Missions et stratégie

Les équipes de France BtoC interviennent sur les marchés de la commercialisation de l'énergie et des services associés, auprès des clients particuliers et des petits professionnels.

L'ambition de la BU France BtoC est de devenir le *leader* du confort à domicile et le fournisseur préféré des Français, afin d'aider ses clients dans leur transition vers la neutralité carbone.

Ses quatre priorités stratégiques sont : (i) la croissance des ventes d'électricité et de services ; (ii) la satisfaction des clients ; (iii) l'excellence opérationnelle et (iv) l'innovation.

1.6.1.1.2.2 Description des activités

Dans un contexte concurrentiel qui s'est encore intensifié sur le marché de l'énergie, la BU reste *leader* de la vente de gaz naturel en France et a poursuivi son développement en électricité. La BU confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité avec un portefeuille qui atteint 5 millions de clients à fin 2020, dont près de 3 millions de clients en électricité verte. Le succès du lancement en 2016 de ses offres vertes s'est ainsi confirmé au fil des années et positionne ENGIE comme *leader* en fourniture d'électricité verte en France. ENGIE propose aujourd'hui une large gamme de contrats verts en électricité

comme en gaz.

Dans le domaine des services, la BU France BtoC est présente sur :

- les solutions de production renouvelable décentralisée, en électricité (autoconsommation individuelle, collective, ou effacement) ou en chaleur (pompe à chaleur) ;
- les services de confort vert : diagnostic énergétique, *coaching* énergétique, installation d'équipements performants, maintenance des installations, monitoring à distance, financement. Le Groupe est notamment *leader* sur l'installation et la maintenance de chaudières individuelles avec sa filiale ENGIE Home Services ;
- les services de mobilité verte : conseil, installation de bornes de recharge et location de véhicules électriques.

Afin d'aider les clients les plus précaires à gérer la crise, ENGIE a décidé d'offrir deux mois d'abonnement en électricité à 600 000 foyers. La BU a également mis en place très tôt des facilités de paiement à destination de ses clients professionnels touchés par la crise. Les équipes de techniciens se sont par ailleurs fortement mobilisées de façon à ne laisser aucun foyer dans des situations d'urgence et à rattraper les opérations courantes qui n'avaient pas pu être effectuées durant les périodes de confinement. ENGIE Home Services termine ainsi l'année en ayant réalisé la totalité de son programme d'intervention.

Évolutions réglementaires : la loi Énergie Climat, publiée le 9 novembre 2019, a fixé les échéances de la disparition des tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Pour les clients particuliers (ainsi que pour les immeubles d'habitation et les copropriétés consommant moins de 150 000 kWh/an), la suppression des tarifs réglementés interviendra le 1er juillet 2023. Pour les clients non-domestiques (professionnels dont la consommation était inférieure à 30 MWh/an), la suppression est intervenue au 1er décembre 2020. Conformément à cette loi, depuis le 8 décembre 2019, plus aucun nouveau contrat au tarif règlementé de vente de gaz n'a été souscrit. La loi Énergie Climat a également fixé à fin décembre 2020 la fin des tarifs réglementés de vente électricité pour tous les consommateurs professionnels comptant 10 employés ou plus ou qui ont un chiffre d'affaires, des recettes et un total de bilan annuel supérieur à 2 millions d'euros.

1.6.1.1.3 France Renouvelables

1.6.1.1.3.1 Missions et stratégie

La BU France Renouvelables a pour missions de développer, construire, financer, exploiter et effectuer la maintenance des actifs de production d'électricité et de biométhane d'ENGIE en France. La BU propose des capacités de production d'énergies vertes, diversifiées pour une approche plus locale et plus sûre au travers de quatre filières : le solaire photovoltaïque et l'éolien terrestre (ENGIE Green), l'énergie hydroélectrique (CNR et SHEM) et le biogaz (ENGIE Bioz).

Elle assure aussi, au bénéfice du Groupe et des filiales ou co-entreprises qui lui sont rattachées, une mission d'expertise technique et de support industriel, incluant les achats, à travers des équipes mutualisées d'experts.

Elle réalise ses missions grâce à ses propres équipes ainsi qu'à travers les filiales d'ENGIE, rapportant à la BU, et décrites dans la section ci-après.

La BU est présente sur l'ensemble des activités précitées qui font et feront la croissance verte du mix énergétique français. Pour cela, elle a pour ambition d'accélérer fortement son développement dans l'éolien et le solaire, ainsi que le biométhane, tout en confortant ses positions dans l'hydroélectricité :

- éolien terrestre : renforcer le *leadership* du Groupe sur un marché qui devrait plus que doubler d'ici 2023. La BU se positionne principalement en répondant aux appels d'offres de l'État ;
- solaire photovoltaïque : accélérer fortement le développement sur un marché qui devrait plus que tripler d'ici 2023. La BU répondra aux appels d'offres dédiés et contribuera à l'émergence de contrats de gré à gré ;
- hydroélectricité : conserver un rôle de premier plan en saisissant les éventuelles opportunités du marché et consolider les positions du Groupe, premier opérateur alternatif de France ;
- biogaz : s'appuyer sur les premiers projets développés pour accélérer fortement et faire d'ENGIE un acteur structurant sur ce marché à fort potentiel.

1.6.1.1.3.2 Description des activités

La BU France Renouvelables est composée d'un ensemble de filiales, détenues par ENGIE, seul ou en partenariat :

- ENGIE Green (Entité issue de l'intégration progressive des activités françaises de Futures Énergies et Maia Eolis (2016), de La Compagnie du Vent (2017), de Solairedirect (2018), de Langa (2018), de Saméole (2019) et Renvico France (2020)) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) : hydroélectricité de la chaine des Pyrénées ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône, détenue à 49,97% par ENGIE) et sa filiale CN'Air : hydroélectricité, éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- ENGIE Bioz, filiale codétenue par ENGIE Green et Storengy SAS, en charge du développement de projets de méthanisation territoriaux et présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur du biométhane : prospection, développement, financement, suivi de la construction et exploitation de projets de méthanisation.

La crise sanitaire de la Covid-19 a entraîné un ralentissement du rythme d'instruction des dossiers d'autorisation des projets et une adaptation en conséquence du calendrier des appels d'offre lancés par le gouvernement.

Évolutions réglementaires : la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée en avril 2020 contient un calendrier d'appels d'offres et un niveau d'ambition satisfaisants pour l'éolien terrestre et le solaire (en particulier au sol). S'agissant du biométhane, les trajectoires sont inférieures au potentiel de développement en France au regard de la quantité de projets connus.

Le cahier des charges des appels d'offre de la Commission de régulation de l'énergie devrait prévoir de nouvelles dispositions, relatives notamment au bilan carbone des différentes filières.

Après l'entrée en vigueur de la réforme de l'Imposition Forfaitaire sur les Entreprises de Réseau pour le photovoltaïque, d'autres mesures législatives de simplification sont intervenues pour l'éolien terrestre, notamment la suppression d'un niveau de juridiction en cas de recours.

1.6.1.2 France Infrastructures

Le secteur reportable France Infrastructures regroupe les activités de quatre BU : la BU GRDF, la BU GRTgaz, la BU Elengy et la BU Storengy. Ces BU développent, exploitent et assurent la maintenance de réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que des terminaux méthaniers. Elles interviennent essentiellement en France, ainsi qu'en Allemagne, et au Royaume-Uni. Elles commercialisent les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.

Les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy qui portent les activités d'infrastructures de gaz en Europe (distribution, transport, terminaux méthaniers et stockage) ont été regroupés dans le secteur reportable Infrastructures France car il s'agit d'activités régulées (pour l'essentiel) présentant des profils de risques et de marges similaires.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	5 439	5 569	-2,3%
EBITDA	3 290	3 539	-7,0%

1.6.1.2.1 GRDF

1.6.1.2.1.1 Missions et stratégie

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, 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 naturel ainsi qu'aux producteurs de biométhane.

GRDF développe ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise : (i) viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ; (ii) faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique et (iii) construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

1.6.1.2.1.2 Description des activités

L'activité de distribution présente des spécificités liées à son caractère de service public local. Chaque collectivité alimentée en gaz naturel 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.

Les contrats de concession avec la Ville de Paris et avec la Métropole de Lyon ont ainsi été renouvelés respectivement fin 2019 et début 2020. Depuis mi 2018, GRDF a également engagé des échanges avec la FNCCR et AFU pour moderniser le modèle de contrat qui servira aux renouvellements futurs des contrats avec les autorités concédantes.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par GRDF. GRDF est concessionnaire de ces ouvrages et 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 naturel ont la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix après une procédure de mise en concurrence.

Hormis ce cas particulier des délégations de service public attribuées récemment après mise en concurrence, un tarif fixé par la CRE rémunère l'activité de GRDF. À la suite de la décision de la CRE du 23 janvier 2020, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit "ATRD6" est entré en vigueur le 1er juillet 2020 pour une durée de quatre ans. Il s'applique à la zone de desserte exclusive de GRDF. La structure de ce tarif s'inscrit dans la continuité du précédent.

La CRE a pris en considération l'ensemble des projets structurants que GRDF doit mener sur la période tels que la fin du projet de déploiement des compteurs communicants en 2023 et le projet Changement de gaz de conversion de gaz B en gaz H du Nord de la France. La Commission de régulation de l'énergie porte ainsi à 4,10% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRDF pour 2020-2023.

Le nouveau tarif ATRD6 conduit à une quasi-stabilité tarifaire (évolution moyenne d'environ -0,3% par an). Il laisse à GRDF les marges de manœuvre nécessaires pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être un acteur de la transition énergétique.

En conséquence, le tarif a légèrement baissé de -0,4% au 1er juillet 2020.

La fin de la phase pilote du projet Changement de gaz du secteur de Dunkerque a marqué également l'année 2020 avec la conversion fin octobre 2020. Le retour d'expérience de cette phase pilote doit permettre à la CRE de fixer le cadre et la trajectoire tarifaires retenus pour ce projet sur la période 2021-2029.

GRDF sort de cette année de crise en respectant ses objectifs fondamentaux de sécurité et de service clients, grâce à une organisation évolutive adaptée au contexte et aux contraintes édictées par les pouvoirs publics. Sur le plan financier toutefois, l'analyse devra être menée de manière globale et sur un horizon pluriannuel, malgré un impact certainement limité sur l'année 2020.

1.6.1.2.2 GRTgaz

1.6.1.2.2.1 Missions et stratégie

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE. Les salariés de GRTgaz détiennent 0,35% du capital de leur entreprise. ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts, détiennent respectivement 75% et 25% du capital.

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de transport de gaz sur la plus grande part du territoire français. Il pilote les flux de gaz naturel qui l'empruntent, et commercialise les prestations d'accès à ce réseau auprès des expéditeurs fournisseurs de gaz et des clients directement

raccordés sur son réseau. Il gère des activités de transport de gaz en Allemagne via sa filiale GRTgaz Deutschland. En 2017, GRTgaz a acquis Elengy, filiale d'ENGIE, opérateur de terminaux méthaniers en France. Suite à l'acquisition en 2020 par Elengy des parts de TOTAL dans leur filiale commune Fosmax LNG, et à a prise de participation de la Société d'Infrastructures Gazières au capital d'Elengy, la participation de GRTgaz dans cette filiale a été ramenée à 82,2%.

La stratégie de GRTgaz vise à assurer son développement sur la durée, en France et à l'étranger. GRTgaz a pour ambition de :

- continuer à opérer de façon sécurisée et optimisée les infrastructures gazières en contribuant notamment à une meilleure intégration des marchés européens du gaz aujourd'hui méthane, mais potentiellement et à long terme, hydrogène ;
- poursuivre son engagement résolu dans la transition énergétique, en lien avec les parties prenantes et les territoires – en particulier en favorisant, le développement des gaz renouvelables (biométhane injecté dans le réseau de transport et hydrogène), les usages des gaz renouvelables et bas carbone (dans l'industrie, la mobilité), et la recherche sur la valorisation de l'électricité renouvelable excédentaire *(power to gas)*.

1.6.1.2.2.2 Description des activités

En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées et 26 stations de compression pour acheminer le gaz entre fournisseurs et consommateurs (distributeurs ou industriels directement raccordés au réseau de transport). GRTgaz assure des missions de service public pour garantir la continuité d'alimentation des consommateurs. Il commercialise des services de transport aux utilisateurs du réseau. Acteur de la transition énergétique, GRTgaz investit dans des solutions innovantes pour adapter son réseau et concilier compétitivité, sécurité d'approvisionnement et préservation de l'environnement.

L'activité de GRTgaz s'exerce dans un cadre général visant à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Les conséquences financières et opérationnelles de la crise de la Covid-19 devraient être limitées pour GRTgaz. Les revenus de l'entreprise sont largement assis sur des souscriptions de capacités qui dépendent peu des volumes effectivement consommés.

Évolutions réglementaires : le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel soient soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 20 janvier 2020, la Commission de Régulation de l'Énergie (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 1er avril 2020 (ATRT7) s'établit à +1,4% en moyenne par an pour la période 2020-2023 (délibération de la CRE du 20 janvier 2020). La Commission de régulation de l'énergie porte ainsi à 4,25% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de GRTgaz pour 2020-2023.

Avec ce nouveau tarif, la CRE maintient les moyens accordés à GRTgaz pour répondre aux enjeux de la transition énergétique dans le cadre du précédent tarif (ATRT6), tout en requérant un haut niveau de performance de l'opérateur.

1.6.1.2.3 Elengy

1.6.1.2.3.1 Missions et stratégie

Les terminaux méthaniers sont des installations portuaires permettant la réception ainsi que la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL). De nouveaux services ont été développés depuis 2012 comme le rechargement de méthaniers, le transbordement entre navires ou le chargement de citernes routières de GNL.

Elengy est le deuxième opérateur européen de terminaux méthaniers (source GIIGNL) et exploite trois terminaux méthaniers en France. Les installations exploitées par Elengy ont une capacité de regazéification totale de 21,25 milliards de m^3 (Gm^3) de gaz par an au 31 décembre 2020.

Sa stratégie s'articule autour des axes suivants :

- optimiser les modes de fonctionnement de chacun des trois sites afin de les valoriser quel que soit leur taux d'utilisation ;
- imaginer et offrir, dans ses terminaux ou sur des sites satellites distants, de nouveaux services de stockage et de transfert de GNL ;
- augmenter ou renouveler son utilisation, notamment comme carburant terrestre ou maritime ; et
- devenir un acteur de la décarbonation dédié au développement de l'importation d'énergies propres et des infrastructures portuaires associée, en France ou à l'international.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy. Suite à l'acquisition en 2020 par Elengy des parts de TOTAL dans leur filiale commune Fosmax LNG, Elengy est dorénavant totalement propriétaire de ses trois terminaux et Société d'Infrastructures Gazières est devenu actionnaire d'Elengy à hauteur de 17.8%, GRTgaz détenant les parts restantes (82,2%).

1.6.1.2.3.2 Description des activités

Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, est situé sur la côte méditerranéenne et reçoit du GNL provenant principalement d'Algérie. Sa capacité de regazéification est de 3 Gm^3 de gaz par an. Son appontement peut accueillir des navires transportant jusqu'à 75 000 m^3 de GNL et son réservoir a une capacité totale de 80 000 m^3. Sa capacité commerciale est réduite à 1,5 Gm^3/an depuis le 1er janvier 2021.

Le terminal de Montoir-de-Bretagne, mis en service en 1980, est situé sur la côte atlantique et reçoit du GNL provenant de sources variées. Il dispose d'une capacité de regazéification de 10 Gm^3 de gaz par an, de deux appontements pouvant accueillir des navires transportant jusqu'à 260 000 m^3 de GNL (Qmax) et de trois réservoirs d'une capacité totale de 360 000 m^3 de GNL. Les travaux achevés en 2017 ont permis le démarrage d'une activité nouvelle et durable de transbordement.

Le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 Gm^3 de gaz par an, un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m^3 de GNL.

Évolutions réglementaires : les terminaux méthaniers sont accessibles à tous les fournisseurs de GNL. Les tarifs d'accès à la regazéification sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 18 janvier 2017 et s'appliquent depuis le 1er avril 2017, et ont été révisés par la délibération du 15 novembre 2018 pour application depuis le 1er avril 2019. Les tarifs pour la prochaine période débutant le 1er avril 2021 sont définis depuis la délibération du 6 janvier 2021. La Commission de régulation de l'énergie a redéfini le taux de rémunération de la base d'actif d'Elengy pour 2021-2024 en recalant le taux de base avant majorations GNL spécifiques sur celui applicable au transport depuis 2020 (tarif ATRT7).

Les tarifs s'appliquent à un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers. Cette offre peut être complétée par la souscription d'une option garantissant une émission uniforme pendant 20 à 40 jours.

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

1.6.1.2.4 Storengy

1.6.1.2.4.1 Missions et stratégie

Avec Storengy, le Groupe est *leader* du stockage souterrain de gaz naturel en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m^3. Storengy s'adapte pour faire face aux risques pesant sur son activité de cœur de métier et développer de nouvelles ambitions rendues possibles par la transition énergétique, en particulier sur les thématiques suivantes :

- valoriser la place du stockage souterrain comme un élément clé pour le développement des énergies renouvelables intermittentes. La capacité de stockages annuelle de Storengy (138 TWh) correspond à la production de 9 200 éoliennes en mer ou à l'énergie nécessaire pour faire rouler 20 millions de véhicules électriques ;
- les gaz renouvelables, avec la production et le stockage de biométhane, d'hydrogène et de méthane de synthèse dont la combinaison permet d'envisager un mix 100% neutre en carbone à horizon 2050 en Europe, tout en générant des externalités positives pour les territoires (systèmes décentralisés, emplois locaux, traitement des déchets, etc.) ;
- la chaleur et le froid renouvelables, avec l'utilisation du sous-sol pour la production et le stockage de chaud et de froid, fournissant un service de confort aux usagers à l'échelle d'un bâtiment, d'un quartier ou d'une ville, tout en réduisant leur empreinte environnementale ;
- l'électricité renouvelable, par la maîtrise de la géothermie haute température, énergie décarbonée et non-intermittente.

1.6.1.2.4.2 Description des activités

Stockage de gaz et conversion aux gaz renouvelables

En **France,** Storengy SA exploite 14 installations de stockage souterrain. Neuf stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m^3), quatre stockages en cavités salines (1 milliard de m^3) et un stockage en gisement déplété (80 millions de m^3). Trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (880 millions de m^3).

Évolutions réglementaires : la réforme du stockage mise en place en 2018 a permis la régulation de l'activité en France dans un schéma d'enchères compensées garantissant un remplissage maximisé des stockages et une visibilité sur les revenus. La troisième année de commercialisation (capacités 2020-2021) a ainsi été un succès : 95 TWh ont été commercialisés (100% de l'offre).

La mise en place d'une nouvelle période ATS2 définissant le revenu autorisé des opérateurs pour 2020-2023 a marqué également 2020. Dans sa délibération n° 2020-011, la Commission de Régulation de l'Énergie a porté à 4,75% – réel avant impôts – le taux de rémunération de la base d'actif régulé de Storengy pour 2020-2023 et a mis en place une régulation incitative de ses charges d'exploitation.

En **Allemagne,** Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages (1,7 milliard de m^3 ; trois sites salins et trois sites déplétés), et opère un septième stockage pour compte de tiers.

Au **Royaume-Uni,** Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, exploite le stockage en cavités salines de Stublach (400 millions de m^3). Avec ses 20 cavités, ce stockage est le plus grand en activité au Royaume-Uni.

Par ailleurs, grâce à son expertise acquise en Europe, Storengy se positionne sur des projets de développement de nouveaux stockages dans des pays où le gaz naturel représente un vecteur important de la transition énergétique (par exemple : Brésil, Mexique).

En Europe, Storengy prépare également la conversion des actifs de stockage aux gaz renouvelables afin de valoriser le stockage de gaz dans un marché décarboné. Storengy France a validé depuis juin 2017 l'injection sans limite de biométhane dans les stockages souterrains français.

Sur l'hydrogène, Storengy travaille en étroite collaboration avec les autres opérateurs gaziers pour évaluer la tolérance de ses équipements à l'hydrogène et se préparer au mieux à l'intégration de cet hydrogène dans les infrastructures gazières (projets HyGreen ou Hypster en France, Centurion au Royaume-Uni). En France, la loi Énergie Climat vise à étendre le droit d'accès aux réseaux de gaz naturel à tout type de gaz renouvelables ou issus d'énergie de récupération destinés à être injectés, tant que cela ne perturbe pas le fonctionnement et la sécurité des réseaux.

Production et stockage de gaz renouvelables

Storengy SAS est aujourd'hui un acteur incontournable de la production de biométhane en France à travers ENGIE BiOZ (16 unités en exploitation). Le développement de cette activité se fera en accord avec les nouvelles orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie et avec l'évolution des dispositifs de garanties d'origine du biométhane injecté dans le réseau de gaz naturel.

Storengy s'engage également dès à présent sur le développement de projets de production et d'utilisation d'hydrogène renouvelable à l'échelle des territoires. Ainsi, Storengy développe un portefeuille de projets de production, stockage et usages d'hydrogène renouvelable d'environ 50 MW. Ces projets s'inscrivent dans la stratégie France Hydrogène du Plan de Relance national.

Storengy se positionne enfin sur la production de méthane de synthèse via la méthanation au travers de projets pilotes en cours de développement (Hycaunais, Méthycentre) mais également de projets commerciaux.

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

Le développement de la géothermie s'accompagne en 2020 de nombreuses évolutions régulatoires, en particulier en France. La levée de certains freins juridiques, la réforme du Code minier engagée par l'État ou encore la place de la géothermie dans le projet de PPE sont autant d'éléments qui confortent Storengy dans son positionnement sur ces marchés.

Storengy développe ainsi plusieurs projets de réseaux de chaleur et de froid à l'échelle des villes et des territoires aux Pays-Bas et en France en partenariat avec d'autres entités du Groupe. En particulier, le projet Plaine Garonne Énergie, avec ENGIE Solutions, vise à concevoir, construire et exploiter un nouveau réseau de chaleur au cœur de Bordeaux avec délégation de service public pour une durée de 30 ans. Ce projet permettra d'éviter l'émission de 19 000 tonnes de CO_2 chaque année.

D'autre part, Storengy a développé une offre de géo-énergie destinée aux écoquartiers et bâtiments durables, avec une première référence en France en 2019 (G-STORE) : la construction de la partie géothermie chaleur et froid du nouvel écoquartier Issy Cœur de Ville. Storengy développe actuellement la solution géothermie pour le futur Campus du groupe ENGIE à La Garenne-Colombes.

Enfin, Storengy s'efforce à développer de nouvelles capacités de production électrique à partir de géothermie haute température. Storengy a ainsi repris début 2020 le développement d'un projet de production d'électricité à La Dominique (60 MW) et s'efforce à développer de nombreux autres projets à travers le monde.

La crise sanitaire n'a pas eu d'impact majeur sur l'activité de Storengy. Les stockages de gaz ont été sollicité à un niveau important pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

1.6.2 Reste de l'Europe

Le secteur reportable Reste de l'Europe regroupe les activités de cinq BU :

- la BU Benelux ;
- la BU Nucléaire ;
- la BU Royaume-Uni ;
- la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; et
- la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

Les secteurs opérationnels Benelux, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Reste de l'Europe. En effet ces trois BU comprennent des activités similaires (services à l'énergie, commercialisation et production d'énergie renouvelable). Elles évoluent dans des marchés de l'énergie matures qui se transforment dans le cadre de la transition énergétique.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	15 655	17 267	-9,3%
EBITDA	1 750	1 757	-0,4%

1.6.2.1 Benelux

La BU Benelux comprend, les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg, dans la production d'électricité renouvelable, la commercialisation d'électricité et de gaz naturel, et les installations et services à l'énergie. L'électricité renouvelable recouvre au Benelux l'éolien terrestre et le solaire photovoltaïque.

Comme mentionné dans le paragraphe 1.1.3, depuis le 1er janvier 2020, une nouvelle BU Nucléaire, dédiée à l'activité de production d'électricité à partir des centrales nucléaires, a été créée sur le territoire de la Belgique.

1.6.2.1.1 Missions et stratégie

La BU Benelux est le *leader* historique de la fourniture d'électricité et de gaz naturel sur le marché belge, et également *leader* dans le secteur des services à l'énergie au Benelux. La BU vise à être *leader* dans les solutions intégrées, durables et différenciantes pour ses clients dans ses domaines de compétence. Sa vision est d'être au cœur de la Transition zéro carbone en faisant de ses pays des champions de cet enjeu.

Dans la droite ligne de la stratégie du Groupe, la BU Benelux est particulièrement bien positionnée pour offrir des solutions de "Transition neutralité carbone" à ses différents clients. En effet, la BU possède une présence unique sur le terrain grâce à plus de 15 000 collaborateurs, œuvrant quotidiennement à des Solutions clients. Elle possède également des positions de premier plan tant dans la production d'électricité renouvelable qu'en solutions de mobilité verte. Enfin, elle développe en avant-première des projets d'hydrogène (Benelux), de Communautés Locales d'énergie (Belgique) et de géothermie (Pays-Bas).

1.6.2.1.2 Description des activités

Sur le marché de la vente d'énergie aux clients résidentiels et petits professionnels, la BU Benelux gère 2,49 millions de contrats de fourniture d'électricité (~ 8,5 TWh) et 1,35 million de contrats pour le gaz naturel (~ 19,6 TWh) en Belgique et 379 000 contrats en électricité (~ 1,5 TWh) et 356 000 contrats en gaz naturel (~ 5,2 TWh) aux Pays-Bas.

En 2020, la BU a poursuivi le déploiement de son offre innovante qui vise à donner à ses clients résidentiels la maîtrise de leur énergie via des outils et des solutions pour améliorer leur efficacité énergétique (outils smart, offres liées au chauffage) ou via le déploiement de solutions photovoltaïques. Elle dispose également d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité (~14 TWh en Belgique, ~9,3 TWh aux Pays-Bas) et en gaz naturel (~17 TWh en Belgique, ~10,2 TWh aux Pays-Bas) ainsi que des offres de services énergétiques.

La BU développe, construit et opère des actifs de production d'énergie renouvelable. Elle dispose d'une capacité éolienne terrestre de 430 MWe (+43 MWe en 2020) en Belgique et aux Pays-Bas. La BU est par ailleurs *leader* sur le marché des sous-stations marines de haute tension, via ENGIE Fabricom (28 sous-stations construites et quatre sous-stations en construction ou commandées). Dans le domaine de la production d'électricité photovoltaïque, la BU poursuit le développement de solutions clés en main pour ses clients professionnels, ainsi que des installations sur les sites du Groupe au Benelux. Fin 2020, cette capacité cumulée atteignait 90,5 MWc. Elle est *leader* en Belgique et *challenger* aux Pays-Bas sur ce segment.

Depuis juillet 2020, la BU a réorganisé l'ensemble de ses activités d'installation et de services à l'énergie en Belgique selon un modèle orienté client. Ainsi, les activités, clients et collaborateurs d'ENGIE Axima, ENGIE Cofely et ENGIE Fabricom sont répartis dans trois nouvelles entités :

- *Villes & Collectivités :* pour les infrastructures partagées et gérées par les pouvoirs publics ;
- *Industries :* pour les clients ayant des activités industrielles dans leur cœur de métier ;
- *Tertiaire & Proximité :* pour les clients possédant ou exploitant des bâtiment tertiaires et pour les clients ayant des cœurs de métier non industrielles.

À travers dorénavant d'ENGIE Solutions (en Belgique) et d'ENGIE Services NL (aux Pays-Bas), la BU Benelux intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie et du transport et fournit à ses clients, tant publics que privés, des services multi-techniques et des solutions comme :

- l'amélioration de la performance énergétique et la limitation de l'impact environnemental des bâtiments (audits et contrats de performance énergétique, systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, gestion et maintenance multi-technique, etc.) ;
- la production, l'exploitation et la distribution de sources d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, etc.) ;
- les services intégrés (*facility management,* gestion multisites, partenariats public-privé, etc.) ;
- des activités de maintenance des réseaux (basse et moyenne tension, basse pression gaz, télécom, eau, éclairage public, etc.) ;
- des activités d'installation et de maintenance industrielles (impression 3D, électricité & instrumentation, solutions pour les procédés, automatisation) ;
- des activités de construction et de maintenance pour les infrastructures liées à la mobilité routière (éclairage, gestion de la circulation, etc.), fluviale, aérienne, portuaire et ferrée (stations de train et de métro, caténaires, signalisation, systèmes d'information pour les passagers, etc.).

Évolutions réglementaires : en 2020, le gouvernement fédéral a approuvé le financement du mécanisme de capacité (CRM). Cette étape a permis de notifier le dossier dans son intégralité auprès de la Commission européenne (DG Concurrence).

Le 21 septembre 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de mécanisme belge de capacités. Electrabel a transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir ses analyses, dans le cadre de l'enquête qu'elle mène en vue de formuler une décision finale. Ensuite, les autorités belges devront définir les modalités permettant à la première enchère de prendre place en novembre 2021.

1.6.2.2 Royaume-Uni

1.6.2.2.1 Missions et stratégie

La BU Royaume-Uni (UK) a pour mission d'aider les entreprises et les collectivités locales à atteindre la neutralité carbone. À cet effet, la BU utilise ses capacités dans les domaines de l'énergie et des services pour permettre à ses clients et parties prenantes d'évoluer dans un environnement plus vert, plus performant et de plus en plus digital. Pour ce faire, elle réduit la consommation d'énergie et favorise l'efficacité énergétique, le verdissement de l'approvisionnement en énergie ainsi que le progrès grâce à des technologies, des données et des partenariats innovants.

1.6.2.2.2 Description des activités

La BU Royaume-Uni est répartie en cinq branches et une entité :

Energy Infrastructure (production d'électricité, développement des énergies renouvelables, *trading* et gestion de portefeuille) : La BU dispose de plus de 2 GW d'actifs de production, parmi lesquels la plus grande unité de stockage par pompage-turbinage du Royaume-Uni (*First Hydro*) au nord du pays de Galles ainsi qu'une activité de développement d'énergies renouvelables (éolien terrestre & en mer et solaire).

Energy Supply (approvisionnement en énergie et achat d'électricité) : La BU fournit des contrats d'approvisionnement en gaz et en électricité et des contrats d'achat d'électricité (PPA) à des organisations publiques et privées (PME, Industriels et Corporate). En 2020, ENGIE a conclu un certain nombre de contrats clés, notamment un nouveau contrat visant à fournir l'aéroport de Heathrow à Londres en biométhane vert, issu à 100% de la digestion anaérobie de différentes matières premières, et ce, jusqu'en mars 2022.

Business Services (efficacité énergétique, gestion d'installations, services techniques) : La BU se concentre sur l'accompagnement des entreprises au Royaume-Uni, notamment dans les secteurs du commerce, de la fabrication et de l'industrie, des loisirs, des transports et des services publics. En 2020, ENGIE et EDF Energy ont signé un accord majeur d'extension de leur partenariat à long terme, qui permettra à ENGIE de continuer à fournir une gamme de services de gestion des installations et d'assistance technique spécialisée aux 11 centrales d'EDF au Royaume-Uni jusqu'à fin 2027.

Places & Communities (conception et rénovation de logements, bâtiments et sites, efficacité énergétique, gestion d'installations, services techniques). La BU Royaume-Uni est un partenaire stratégique en matière d'aménagement d'espaces urbains et notamment pour créer et régénérer les collectivités (ainsi que pour les entretenir et les accompagner). Ces activités comprennent également la fourniture de solutions d'efficacité énergétique et de production renouvelable. La BU compte parmi ses clients les collectivités locales, les associations de logement et les bailleurs. En 2020, ENGIE a conclu un nouveau contrat de 10 ans avec le *Rotherham Metropolitan Borough Council* afin de fournir des services de réparation et d'entretien à 9 800 foyers de la région.

Public Sector (efficacité énergétique, gestion d'installations, services techniques) : La BU est un partenaire clé des départements d'administrations centrales, des établissements de santé et des établissements d'enseignement, à qui elle fournit des solutions d'exploitation et de maintenance des bâtiments à haute performance énergétique. En 2020, ENGIE a remporté un contrat de neuf ans auprès du *HM Courts and Tribunal Service*, afin de fournir des services de gestion des installations dans les bâtiments des *Crown Court*, *Magistrates' Courts* et *Tribunal Court*s en Angleterre et au pays de Galles et dans les bâtiments des *Tribunal Court*s en Écosse.

Futures (réseaux énergétiques de quartier, véhicules électriques, bâtiments intelligents) : *Futures* est l'entité qui gère le progrès technologique, les innovations et les technologies de services de la BU Royaume-Uni qui aideront directement les clients dans leur transition neutre en carbone. Elle couvre des activités établies telles que les réseaux énergétiques de quartier et les offres numériques en évolution rapide pour les bâtiments et la mobilité verte. En 2020, ENGIE a remporté un grand projet de conception, de construction et d'exploitation d'un nouveau programme d'énergie à faible émission de carbone pour le quartier de Nine Elms à Londres.

La pandémie de Covid-19 a fortement impacté la BU Royaume-Uni, en particulier au sein des branches *Business Services* et *Energy Supply*, en raison de la baisse de la demande. Ses activités au sein du secteur public, notamment dans le domaine de la santé et pour les collectivités locales, ont continué de maintenir les services essentiels pour les clients tout au long de la crise. *Energy Infrastructure* a poursuivi de solides performances. La diversité des secteurs et des clients au sein du portefeuille de la BU Royaume-Uni permet d'envisager une reprise solide après la pandémie en 2021.

1.6.2.3 Europe du Nord, du Sud et de l'Est (NECST)

1.6.2.3.1 Missions et stratégie

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est est aujourd'hui présente en Autriche, République tchèque, Allemagne, Grèce, Italie, Norvège, Pologne, Portugal, Roumanie, Slovaquie, Espagne et Suisse.

Ces pays présentent un fort potentiel de marché, notamment en raison de la taille de leurs industries, de la sensibilisation des villes au développement durable et de la présence de nombreuses entreprises internationales engagées dans la réduction de leur empreinte carbone. La mission de la BU est ainsi de co-développer avec ses clients des solutions fiables et zéro carbone pour un nouveau monde énergétique.

Les domaines d'activité de la BU englobent les Solutions clients (BtoB, BtoT), les énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire), les infrastructures gazières (distribution, stockage) et la fourniture d'énergie (BtoC, BtoB). La BU met en œuvre sa stratégie par le biais d'une organisation par pays qui permet d'accélérer son développement, au bénéfice de ses clients.

1.6.2.3.2 Description des activités

La BU a été sévèrement impactée par la crise sanitaire, avec des effets hétérogènes dans les différents pays et secteurs d'activité. Dans les pays occidentaux, les Solutions clients et les activités d'approvisionnement en énergie ont été particulièrement affectées, mais la BU a su protéger ses collaborateurs et ses clients, maintenir des activités critiques et atténuer une partie des conséquences financières de la crise. La grande réactivité de la BU et sa présence dans des secteurs résilients (villes, centres de données, pharmaceutique…) favoriseront la reprise de ses activités.

En **Roumanie**, l'activité principale est la distribution de gaz naturel via la filiale Distrigaz Sud Retele, qui exploite un réseau de distribution de 21 104 km. La BU est active dans le stockage de gaz naturel à travers sa filiale Depomures. ENGIE Romania fournit du gaz naturel et de l'électricité à 2 millions de clients (BtoC et BtoB), ainsi que des services énergétiques, notamment à 800 000 clients BtoC via ENGIE Servicii. ENGIE Romania exploite deux parcs éoliens pour une puissance installée de 98 MW et a acquis, en décembre 2020, deux parcs photovoltaïques montés au sol de 8 MW qui sont opérationnels.

Évolutions réglementaires : le 1er juillet 2020, le marché du gaz a été totalement dérégulé (prix au détail et de gros). Le 1er janvier 2021, le prix de l'électricité pour les ménages a également fait l'objet d'une dérégulation. Les nouveaux amendements apportés à la loi sur l'énergie, approuvés en 2020, imposent aux fournisseurs de gaz naturel de payer une taxe calculée à 90% de la différence entre le coût d'acquisition des molécules de gaz et 68 Lei/MWh. Ils imposent également aux distributeurs de gaz de raccorder les ménages dans les 90 jours à partir de leur demande, et augmentent les pénalités en cas de non-respect. La nouvelle loi exige en outre des distributeurs de gaz d'étendre les réseaux de gaz dans toutes les localités de la région où ils détiennent une concession. Les coûts liés au raccordement des clients et aux extensions des réseaux doivent être inclus dans les tarifs de distribution, avec des amortissements dérogatoires pour les investissements liés aux ménages.

En **Italie**, la BU est présente dans la vente de gaz naturel et d'électricité à environ 820 000 consommateurs (BtoC et BtoB). Elle est l'un des principaux acteurs de l'éclairage public, avec 500 000 points d'éclairage sous gestion en juillet, et a également continué à renforcer sa position dans les réseaux de chauffage urbain en 2020. La BU fournit par ailleurs, avec sa position de leader sur le marché, des solutions d'efficacité énergétique et décentralisées aux clients résidentiels, aux entreprises et aux pouvoirs publics, participant également à de nombreux appels d'offres lancés par Consip. ENGIE Italia exploite 308 MW d'actifs d'énergie éolienne et solaire photovoltaïque montés au sol, ainsi que de centrales à biomasse. En septembre, Amazon a choisi ENGIE pour fournir un PPA sur 10 ans de 66 MW, provenant de deux parcs photovoltaïques en construction en Sicile.

En **Allemagne**, via ses participations dans quatre services communaux, la BU fournit de l'électricité et du gaz, et comprend des activités de réseaux de chauffage, de distribution d'énergie et de solutions décentralisées. Elle est également un acteur important du marché de la performance énergétique. La BU participe activement à l'installation, à l'exploitation et à la maintenance de solutions d'efficacité énergétique et a renforcé sa position de leader dans les services techniques de bâtiment. Elle exploite également 339 MW d'énergies renouvelables (éolien, station de pompage hydraulique) et des sites de stockage de batteries.

En **Espagne**, la BU exploite 112 MW d'énergie solaire et hydraulique et 536 MW d'énergie éolienne. La BU opère des unités de cogénération à Barcelone et au Pays basque et des réseaux de froid et de chaleur à Barcelone et à Saragosse. ENGIE Spain est également actif dans les services d'installation et de maintenance et dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique. Elle fournit du gaz naturel et de l'électricité aux clients BtoB.

Au **Portugal**, la BU intervient principalement dans la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, via TrustWind (une coentreprise à 50/50 avec Marubeni), exploitant notamment 489 MW d'énergie éolienne. En décembre 2020, ENGIE a conclu l'acquisition d'un portefeuille de 1,7 GW de capacité de production hydraulique avec Crédit Agricole Assurances et Mirova. La BU jouit d'un positionnement solide dans la production décentralisée d'énergie photovoltaïque pour le segment BtoB via la filiale ENGIE Hemera. ENGIE Portugal distribue également le chauffage et la climatisation à la ville de Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation et de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.

En **Pologne**, la BU est active dans les services d'installation et intégrés et dispose d'un portefeuille de clients BtoB dans le secteur de l'électricité. Elle est également active dans la production d'énergie renouvelable, avec une capacité installée de 138 MW d'énergie éolienne et 8 MW d'énergie solaire, ainsi que dans les réseaux de chauffage.

En **Slovaquie,** la BU est un important opérateur de réseaux de chauffage privé et fournit également des services d'installation, d'exploitation et de maintenance.

En **Autriche** et en **Suisse**, la BU opère principalement dans l'efficacité énergétique, l'installation et la maintenance. ENGIE Suisse est responsable de la gestion des installations des aéroports de Genève et de Zurich. En 2020, ENGIE Autriche a renforcé et verdi son positionnement dans le chauffage urbain. La BU a notamment signé, en juillet, la construction et l'exploitation d'un nouveau système d'approvisionnement énergétique à Vienne, et acquis au mois d'avril la société Naturwärme-Montafon, qui possède et exploite une centrale de cogénération à la biomasse et un réseau associé.

En **Norvège**, au mois de juillet, la BU et Susi Partners ont mis en service un parc éolien de 208 MW à Tonstad où l'électricité est vendue dans le cadre d'un contrat de vente d'une durée de 25 ans avec le producteur d'aluminium Norsk Hydro.

En **République tchèque**, la BU fournit des services d'exploitation et de maintenance et possède des sites de fabrication de tableaux de distribution.

En **Grèce**, la filiale ENGIE Hellas est active dans les solutions d'efficacité énergétique et les services techniques pour les bâtiments et fournit de l'électricité et du gaz aux clients de détail, industriels et commerciaux.

1.6.2.4 Génération Europe

1.6.2.4.1 Missions et stratégie

Le marché de la BU Génération Europe accélère sa transition vers une production d'énergie moins intensive en carbone. Le marché de l'énergie européen, orienté par des évolutions réglementaires européennes et nationales, se caractérise par un développement important des sources d'énergie renouvelables (SER) et des plans de sortie de la capacité de production produite à base de charbon. Le secteur industriel emboite le pas de la transition énergétique.

L'émergence des SER intermittentes entraîne une plus grande volatilité du profil de production et la sortie de la production au charbon, couplée d'une sortie du nucléaire en Allemagne et en Belgique, entraînera à moyen terme un besoin d'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité. 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 rémunérations en faveur des producteurs d'électricité (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc.) se mettent en place à l'initiative des gouvernements. Ces mécanismes permettent aux capacités existantes de rester opérationnelles.

Dans ce contexte, la BU Génération Europe contribue à la sécurité d'approvisionnement et aide les grands clients industriels à relever les défis de la transition énergétique. La BU propose des offres d'énergie compétitives sur les marchés européens et des solutions innovantes aux clients industriels.

Pour ce faire, elle produit et commercialise de l'énergie en :

- exploitant et développant des activités de production d'électricité à faible émission de CO_2 ;
- exploitant des centrales de pompage-turbinage et en développant le stockage par batteries, soit en combinaison avec ses propres centrales, soit chez le client ;
- offrant des solutions de production sur site d'électricité et de chaleur aux grands clients industriels pour assurer leur sécurité d'approvisionnement et la réduction de leurs émissions de CO_2 ;
- développant des projets de production et utilisation de l'hydrogène vert.

1.6.2.4.2 Description des activités

La BU Génération Europe gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 18,2 GW dans sept pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Italie, Portugal, Espagne et Grèce), qui comprend ses propres centrales et des actifs décentralisés chez des clients. La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (16,0 GW), hydroélectricité et stockage par pompage (1,2 GW), biomasse et autres (0,8 GW).

En complément, la BU Génération Europe offre aux grands groupes 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 CO_2 d'ici 2030. Dans cet objectif, le développement des énergies renouvelables et la production de combustibles décarbonés tel que l'hydrogène vert sont mis en avant. À sa suite, différents pays européens ont accéléré la sortie de la production à base de charbon et ont subventionné la production et le développement d'infrastructures d'hydrogène vert. Certains ont parfois mis en place des mécanismes de rémunération de capacité électrique.

1.6.2.5 Nucléaire

Depuis le 1er janvier 2020, la BU 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.

1.6.2.5.1 Missions et Stratégie

La BU est structurée autour des priorités opérationnelles suivantes :

- assurer la disponibilité optimale des centrales nucléaires pendant leur phase d'exploitation et contribuer ainsi à la production d'électricité de base décarbonée ; et
- préparer l'arrêt et le démantèlement du premier réacteur dès 2022, 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.

1.6.2.5.2 Description des activités

La BU emploie plus de 2 200 personnes en Belgique, réparties à Doel, Tihange, et Bruxelles. La BU 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 une capacité installée totale en Belgique de 5 943 MWe (dont 897 MWe en partenariat avec le groupe EDF). De plus, la BU possède 1 118 MWe de droits dans les centrales de Tricastin et de Chooz B en France.

Le cadre juridique en place prévoit l'exploitation des centrales nucléaires en Belgique jusqu'en 2025. Il définit, entre autres, les paramètres économiques sous-tendant l'extension de la durée de vie de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 jusqu'en 2025, ainsi que le mécanisme de calcul de la contribution nucléaire que doit payer ENGIE Electrabel.

Le Groupe assume des obligations, résultant de l'application de la loi belge du 11 avril 2003, relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires. À la suite de la révision triennale des provisions nucléaires conduite en 2019 sous l'autorité de la Commission des provisions nucléaires, les scénarios techniques pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ont été revus.

Les taux d'actualisation des provisions nucléaires ont été ajustés de 3,50% à fin 2018 à respectivement 3,25% pour les provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et 2,50% pour les provisions pour démantèlement des sites de production nucléaire, avec un taux d'inflation inchangé à 2%. Les provisions nucléaires s'élèvent à ce jour à 13,5 milliards d'euros. Le prochain exercice de révision est prévu pour 2022.

Évolutions réglementaires : dans son accord de gouvernement en date du 30 septembre 2020, précisé par la note de politique générale de la ministre de l'Énergie du 4 novembre 2020, le gouvernement fédéral belge confirme la fin de la production d'électricité nucléaire en 2025, déjà prévue par la loi. Ce principe est cependant assorti d'un mécanisme permettant de réapprécier cette décision fin 2021 en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement. Si le dispositif de suivi montre qu'il y a un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW. Au niveau des provisions nucléaires, le gouvernement préconise un renforcement du cadre légal et envisage de constituer un groupe de travail afin de mener des discussions pour la mise à jour de ce cadre légal.

1.6.3 Amérique latine

Le secteur reportable Amérique latine regroupe les activités de deux BU : la BU Amérique latine (Argentine, Chili, Mexique, Colombie et Pérou) et la BU Brésil.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 774	5 341	-10,6%
EBITDA	2 014	2 221	-9,3%

1.6.3.1 Amérique latine (hors Brésil)

1.6.3.1.1 Missions et stratégie

La BU Amérique latine a pour ambition de devenir le partenaire privilégié des solutions durables vers la neutralité carbone dans les cinq pays où ENGIE est présent (Argentine, Chili, Colombie, Mexique et Pérou).

Entièrement alignés sur sa mission, les objectifs de la BU Amérique latine sont :

- de fournir à ses clients une énergie plus propre ;
- de soutenir ses clients pour une consommation maîtrisée ;
- d'étendre les activités de ses réseaux en tant qu'"ancres territoriales" clés pour déployer ses solutions ;
- de soutenir la croissance de ces pays en développant des infrastructures sociales (universités, hôpitaux, aéroports, etc.).

1.6.3.1.2 Description des activités

1.6.3.1.2.1 Production d'électricité et infrastructures énergétiques

Au **Pérou**, ENGIE détient une participation de 61,77% dans ENGIE Energía Perú, une société de production d'électricité de premier plan d'une puissance installée d'environ 2 500 MW (dont 50% d'énergies renouvelables et de gaz), ce qui en fait le plus grand producteur d'énergie du pays. Ses actions sont cotées à la bourse de Lima.

Au **Chili,** ENGIE détient une participation de 59,99% dans ENGIE Energía Chile (EECL). Cette société a une capacité installée d'environ 2 065 MW et gère également 2 300 km de lignes de transport. Ses actions sont négociées à la bourse de Santiago. En 2019, la société a annoncé un plan de décarbonation ambitieux qui prévoit des investissements majeurs dans les énergies renouvelables. D'ici 2025, EECL exploitera près de 1 500 MW de centrales solaires et éoliennes et aura fermé 800 MW d'unités charbon.

En outre, EECL détient 50% de TEN (Transmisora Electrica del Norte), société qui exploite la ligne de transport de 600 km qui interconnecte les réseaux électriques du nord et du centre du Chili.

Dans le secteur gazier, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour situé dans le nord du Chili, et de 100% dans les sociétés ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, qui assurent la commercialisation du gaz naturel par des conduites de distribution et du GNL par camions.

Au **Mexique**, ENGIE exploite huit sociétés de distribution locales fournissant du gaz naturel à près de 630 000 clients via un réseau de 12 500 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant environ 1 300 km de pipelines. En août, la première phase de construction du gazoduc Cuxtal a été achevée. Ce gazoduc interconnecte notre réseau Mayakan au réseau national de pipelines (National Pipeline System). Il s'agit de la première des trois phases de développement qui permettront de fournir de l'énergie propre à plus de 700 000 foyers et industries dans la péninsule du Yucatan.

Dans le secteur de la production d'électricité, ENGIE Mexico exploitera près de 1 000 MW de centrales d'énergie renouvelable d'ici mi-2021.

En **Argentine**, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une entreprise de distribution de gaz comptant plus de 740 000 clients. En outre, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une société de vente en électricité et en gaz et de conseil en énergie. ENGIE détient également une participation, détenue à 100% par ENGIE Energia Chile, dans Gasoducto NorAndino, un pipeline d'environ 1 000 kilomètres entre l'Argentine et le Chili.

En **Colombie,** ENGIE a ouvert un nouveau bureau de développement en 2019.

1.6.3.1.2.2 Solutions clients

En décembre 2018, ENGIE Latin America a acquis CAM, une société de services exerçant des activités au Chili, en Colombie et au Pérou, spécialisée dans la fourniture de solutions dans le domaine de l'installation, de l'exploitation et de la maintenance pour les secteurs de l'électricité et des télécommunications.

Au cours de l'année 2019, un processus d'intégration a eu lieu entre CAM et les sociétés de services ENGIE en Amérique latine, qui a abouti à la création d'une plateforme de services régionale composée de filiales à 100% de Solutions clients ENGIE au Chili, en Colombie, au Mexique et au Pérou. Ces sociétés fournissent un portefeuille complet de solutions principalement pour les industries extractives, les villes et les infrastructures.

1.6.3.2 Brésil

1.6.3.2.1 Missions et stratégie

Le Brésil est une économie en croissance rapide, avec une population d'environ 200 millions d'habitants. La demande en électricité a été en augmentation constante au cours des 10 dernières années. L'approvisionnement en électricité dans le pays dépend encore fortement de la puissance hydroélectrique (64% de la puissance installée totale). Le mix énergétique se diversifie, avec le développement des sources thermiques et des énergies renouvelables non conventionnelles (NCRE).

La production d'électricité centralisée va néanmoins continuer à jouer un rôle important. La part croissante des NCRE dans le mix énergétique du pays, ajoutée aux nouveaux projets hydroélectriques, ont accru le besoin en production thermique (le système est devenu plus vulnérable en raison de scénarios hydrologiques défavorables). Le développement des enjeux environnementaux et les difficultés pour obtenir des licences représentent des défis supplémentaires à la création de nouvelles centrales hydrauliques.

Dans ce contexte, le gaz jouera un rôle essentiel dans le mix énergétique à moyen terme, renforcé par des découvertes récentes dans la zone pré-salifère (qui ont pratiquement doublé le potentiel de production nationale) et la nécessité de faire face à des composants de plus en plus volatils.

La mission de la BU Brésil consiste à fournir des solutions innovantes et durables en matière d'énergie et de services aux entreprises et aux territoires.

Plus précisément, les orientations stratégiques de la BU Brésil sont organisées selon les axes suivants :

- la production d'électricité centralisée et le transport d'électricité : être à l'avant-garde de la transition énergétique vers un monde de l'énergie de plus en plus renouvelable, en investissant dans l'éolien et, le solaire photovoltaïque tout en maintenant des compétences clés dans l'hydroélectricité ;
- le gaz : être à l'avant-garde de la restructuration du marché du gaz au Brésil qui permettra une compétitivité accrue du secteur et tirer profit des nouvelles opportunités à venir ;
- les services énergétiques avec actifs : devenir un acteur important dans les services à l'énergie au Brésil, en se focalisant sur les sites industriels et commerciaux ;
- la production d'électricité décentralisée : appui au développement des "consomm'acteurs" (à la fois consommateurs et producteurs) au Brésil grâce à la mise en place de solutions de production d'électricité décentralisée chez les clients particuliers.

1.6.3.2.2 Description des activités

1.6.3.2.2.1 Production d'énergie centralisée

ENGIE Brasil Participações Ltda (EBP), filiale du Groupe, possède des actifs de production d'électricité de 430 MW en exploitation et de 361,2 MW en construction, représentant environ 6% de la capacité totale du Brésil. 83% de la capacité installée sont des centrales hydroélectriques, 11% des centrales thermoélectriques et 6% des centrales complémentaires (biomasse, éoliennes, petites centrales hydroélectriques et solaire).

EBP détient 68,71% du capital d'ENGIE Brasil Energia (EBE) qui est responsable des activités de production centralisée. La société est cotée à la bourse brésilienne. EBP détient une participation de 40% dans Energia Sustentavel do Brasil Participações S.A. (ESBR) qui détient 100% du capital de la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW).

1.6.3.2.2.2 Infrastructures

En décembre 2017, ENGIE a fait son entrée sur le marché des lignes de transport d'électricité au Brésil. EBE a remporté une vente aux enchères pour un projet comportant environ 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 remporté l'appel d'offres pour l'acquisition d'un projet de concession de 30 ans comprenant la construction, l'exploitation et la maintenance d'une ligne de transport d'électricité de 1 800 km au nord du Brésil.

ENGIE devient ainsi l'acteur majeur dans le secteur des infrastructures électriques en Amérique latine, avec près de 3 000 km de lignes déployées d'ici 2022 au Brésil et 2 200 km déjà déployées au Chili.

Dans le domaine des infrastructures de pipeline de gaz naturel, ENGIE a acquis 65% des actifs de TAG. Cette acquisition s'est faite via le consortium constitué d'ENGIE SA, ENGIE Brasil Energia et la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ). 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, soit 47% 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) et 90 points de distribution de gaz.

ENGIE Brasil Energia a signé un accord pour l'achat de 100% des parts de Sterlite Novo Estado Energia S.A., le détenteur d'une concession pour la construction, l'exploitation et l'entretien de 1 800 kilomètres de lignes de transmission dans les États de Pará et Tocantins. L'accord de 410 millions de reals brésilien comprend également la construction d'une nouvelle sous-station et la modernisation de trois sous-stations existantes dans les deux États.

1.6.3.2.2.3 Solutions clients

ENGIE Brasil intervient également 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 l'efficacité énergétique, la gestion de l'énergie, la gestion des contrats de fourniture d'énergie, ainsi que l'éclairage public, les systèmes de HVAC, les télécommunications, la sécurité et les systèmes de mobilité urbaine pour les villes. Actuellement, la BU Brésil est *leader* dans la gestion de l'énergie, gérant et surveillant plus de 25 000 points, et est l'un des leaders au Brésil dans la gestion des réseaux d'éclairage public, avec 300 000 points.

1.6.3.2.2.4 Production solaire décentralisée

Au Brésil, ENGIE développe les activités de génération décentralisée solaire avec plus de 2 300 panneaux. D'autre part, ENGIE Solar PV Utility-Scale, entité rattachée au Corporate du Groupe, fournit des solutions pour le photovoltaïque à grande échelle, impliquant notamment des services de développement et d'EPC *(Engineering Procurment and Construction)*. La société opère 260 MW de centrales photovoltaïques installées.

Évolutions réglementaires : sur le marché du gaz, une nouvelle loi en cours d'approbation vise à ouvrir le marché et à créer des opportunités dans des domaines tels que la distribution du gaz, le stockage du gaz et le biogaz. Dans le secteur de l'électricité, après une consultation publique organisée en 2018, de multiples mesures ont été mises en œuvre ou sont prévues dans le but de moderniser le secteur et de l'adapter à la transition énergétique. Ces mesures incluent une diminution progressive des subventions, l'extension des concessions, l'élargissement progressif des critères d'éligibilité au marché libre, une révision du marché de l'électricité (base horaire pour les prix de l'électricité, rémunération des capacités…) la prise en compte du risque hydrologique, des compteurs intelligents pour les clients particuliers.

1.6.4 États-Unis et Canada

Le secteur reportable États-Unis & Canada correspond à la BU Amérique du Nord. Il comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, au Canada et à Porto Rico.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 229	4 457	-5,1%
EBITDA	245	269	-8,8%

1.6.4.1 Missions et stratégie

Les États-Unis ont enregistré une croissance significative des capacités totales d'énergie renouvelable d'environ +9,3 GW éoliens en 2019 et de +6,9 GW solaires. Ces actifs sont de plus en plus liés aux clients finaux. Ainsi, les contrats d'achat directs d'énergie verte avec des clients industriels ou des collectivités ont représenté près de 20 GW en 2019 aux États-Unis. De plus, le marché américain de l'efficacité énergétique avoisine les 7 milliards de dollars de chiffre d'affaires. Il est, après l'Europe, l'un des marchés les plus importants et matures. Les secteurs des municipalités, des universités, des écoles et des soins de santé ("MUSH") représentent environ 70% de ce marché en Amérique du Nord.

Les campus, les hôpitaux et les universités demandent des solutions intégrées et complètes pour gérer leurs installations et améliorer leur efficacité. Enfin la production et le stockage distribués sont accélérés avec les projets communautaires de plus en plus encouragés dans les états (en particulier dans le Massachusetts et la Californie).

L'objectif de la BU Amérique du Nord est de contribuer à la construction d'un avenir durable et de mettre à disposition des collectivités et des entreprises une énergie propre, abordable, résiliente ainsi que les infrastructures qui la supportent.

La BU se développe ainsi sur deux moteurs de croissance : (i) la production d'énergie renouvelable (éolienne, solaire centralisé et décentralisé et stockage), pour répondre à une demande croissante d'énergie propre de la part des clients et (ii) les Solutions clients pour aider les clients à moderniser leurs installations, à réduire leurs coûts, à préserver leurs ressources et à optimiser l'environnement de leurs utilisateurs en termes de confort, de sécurité et de productivité. Il s'agit d'encourager les clients à réaliser leur transition vers la neutralité carbone en adoptant une démarche partenariale.

La BU Amérique du Nord a des opportunités et des ambitions claires pour l'avenir :

- ayant construit près de deux GW de nouvelles capacités renouvelables en 2020, accélérer le développement des énergies renouvelables ;
- être reconnu en tant que *leader* des solutions intégrées vers la neutralité carbone en combinant les capacités techniques et les technologies internes de la BU afin de proposer des solutions sophistiquées et financées à ses clients ;
- industrialiser le développement de solutions appuyées sur des infrastructures décentralisées (à commencer par le chauffage et le froid urbains, le solaire distribué et les batteries).

1.6.4.2 Description des activités

Les trois principaux secteurs d'activité de la BU sont :

- La production d'électricité en grande majorité renouvelable : la BU construit et exploite des projets éoliens, solaires et de stockage dans toute l'Amérique du Nord, et a construit près de deux GW de nouvelles capacités d'énergie renouvelable en 2020. Cette énergie est destinée à des clients finaux sous forme de contrats d'achat long terme. Des clients comme Microsoft s'appuient ainsi sur une solution hybride d'énergie éolienne et solaire qui leur permet d'atteindre leurs objectifs de neutralité carbone et d'avoir accès à une énergie propre 24 heures sur 24, sept jours sur sept. La BU est aussi active sur le solaire décentralisé.
- Les services :
  - aux villes et collectivités avec des solutions sur mesure pour les aider à utiliser les ressources plus efficacement pour répondre aux attentes essentielles des parties prenantes, tout en accordant une plus grande attention à leurs missions essentielles ;
  - aux entreprises et industries avec des solutions conçues pour répondre à l'évolution des exigences réglementaires tout en tenant compte des opportunités du marché concurrentiel et des préoccupations des actionnaires ;
  - aux bâtiments avec des solutions qui répondent aux priorités essentielles de ce segment de clientèle – programmation, certitude des prix, fiabilité et sécurité – tout en tenant compte de tous les facteurs fiscaux et sociaux, jusqu'au niveau local.
- La fourniture d'électricité et de gaz avec plus de 40 000 clients industriels, entreprises et collectivités, dans 14 États : Connecticut, Delaware, Illinois, Maine, Maryland, Massachusetts, New Hampshire, New Jersey, New York, Ohio, Pennsylvanie, Rhode Island, Texas, et Washington D.C.

En 2020, la BU a connu des succès avec :

- la signature, avec Meridiam, en janvier 2020, du contrat pour la concession de l'Université de l'Iowa, en matière d'efficacité énergétique, de gestion de l'eau et plus globalement de durabilité. ENGIE aura la charge de l'exploitation, l'entretien, l'optimisation et l'amélioration des systèmes de services publics sur le campus universitaire. Le projet inclut la fourniture de chaleur, de froid et d'électricité au campus par l'intermédiaire d'un réseau dédié ainsi que la gestion de services d'eau sanitaire et pluviale et de haute qualité ;
- la signature d'un accord avec Hannon Armstrong, pour la vente de 49% de participations d'un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables. ENGIE gardera le contrôle d'une partie du portefeuille et continuera d'assurer la gestion des actifs. Ce portefeuille représente 2,3 GW, qui comprend 1,8 GW de projets éoliens terrestres et 0,5 GW de projets solaires photovoltaïques (PV) ;
- la mise en service de 0,4 GW solaire et 1,4 GW éolien en 2020 aux États-Unis.

Évolutions réglementaires : depuis l'élection de Joe Biden à la présidence des États-Unis en novembre 2020, les prises de positions de la nouvelle mandature montrent un appui plus net à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique.

1.6.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

Le secteur reportable Moyen-Orient, Asie & Afrique regroupe les activités de quatre BU : la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos), la BU Chine, la BU Afrique et la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	2 382	2 937	-18,9%
EBITDA	600	725	-17,2%

1.6.5.1 Asie-Pacifique

1.6.5.1.1 Missions et stratégie

La BU Asie-Pacifique opère dans une région étendue, diversifiée et en forte croissance. Le besoin d'infrastructures énergétiques de base dans certains pays, la numérisation et l'urbanisation, ainsi que les préoccupations environnementales croissantes ou naissantes offrent des opportunités immédiates et futures. En outre, de nombreuses sociétés aux classements Fortune 500 et RE100 sont implantées physiquement dans la région, ce qui représente une opportunité d'aider les clients internationaux à atteindre leurs objectifs de développement durable.

En 2020, la BU Asie-Pacifique a encore réduit son empreinte géographique et cessé ses activités de développement commercial en Asie du Nord (Japon et Corée du Sud). La BU Asie-Pacifique concentre ses activités dans cinq pays avec des positions fortes à Singapour et en Australie, qu'elle continue de consolider. La BU poursuit également son développement en Asie du Sud-est (Singapour, Philippines, Malaisie, Indonésie), où elle cherche à ancrer plus profondément ses positions.

À l'issue de notre programme de rotation des actifs (environ 8 000 MW dans l'énergie thermique), et forte d'une présence dans toutes les Business Lines, la stratégie de croissance de la BU Asie-Pacifique est principalement axée sur les Renouvelables et les Solutions clients.

1.6.5.1.2 Description des activités

Australie : ENGIE exploite plus de 1 100 MW (bruts) de centrales renouvelables (éoliennes) et à gaz, et gère 750 000 comptes clients dans l'activité B2C Supply, une activité B2B Solutions clients (services multi-techniques) et une activité B2T en pleine croissance au service de clients tels que Springfield City Group et Monash University. L'Australie dispose d'un pipeline de projets solaires et éoliens de plus de 3 000 MW en cours de développement et est activement engagée auprès des clients qui recherchent des accords d'achat d'énergie pour les aider à atteindre leurs objectifs de développement durable. En octobre 2020, ENGIE a lancé une plateforme innovante de financement en capital en partenariat avec Infrastructure Capital Group (ICG) afin d'accélérer la croissance de ses investissements dans les énergies renouvelables.

Asie du Sud-Est (Singapour, Philippines, Malaisie, Thaïlande, Indonésie) :

- **Solutions clients :** ENGIE jouit d'une présence bien établie pour la croissance future de ses activités Solutions clients, grâce à de multiples acquisitions réussies et à la croissance organique de ses activités. Le Groupe dispose de solides capacités (maintenance technique, efficacité énergétique, systèmes de refroidissement de district, production sur site) pour fournir des offres clés en main à faible émission de carbone. ENGIE a conclu un partenariat avec Sunway (principal promoteur immobilier local) pour déployer des systèmes de refroidissement de district (DCS) sur son portefeuille d'actifs en Malaisie (complémentaire à notre partenariat avec Filinvest aux Philippines).
- **Renouvelables :** Dans **les cinq pays de l'Asie du Sud-est**, des projets d'énergie solaire, éolienne, hydraulique et de stockage (plus de 4 000 MW) sont en cours de développement. En **Indonésie**, ENGIE est un acteur clé de la géothermie grâce à nos investissements dans Supreme Energy avec 85 MW en service et 90 MW en cours de construction (mise en service prévue en 2021). En 2020, ENGIE a remporté un projet de 135 MW en **Malaisie** dans le cadre d'un appel d'offres à grande échelle pour un programme de production d'énergie solaire, Large Scale Solar 3 (LSS3), actuellement en phase de construction (COD 2021).
- **Thermique :** 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 2 807 MW. Senoko est présent sur le marché de la vente de détail d'électricité aux segments B2B et B2C, ce dernier étant ouvert depuis le 1er mai 2019.
- **Infrastructures :** En décembre 2020, ENGIE a cédé sa participation de 40% dans PTTNGD, un distributeur de gaz naturel destiné aux clients industriels en Thaïlande.

Tout au long de l'année 2020, l'épidémie de Covid-19 s'est muée en crise sanitaire mondiale. Tandis que la durée de cette pandémie reste incertaine, de nombreux pays ont annoncé d'importants plans de relance qui devraient permettre aux pays d'Asie-Pacifique d'accélérer leur reprise après une inflexion temporaire de la croissance dans cette région, causée par la crise sanitaire.

Myanmar : Mandalay Yoma Energy, une coentreprise entre GDF International SAS (GDFI), membre du groupe ENGIE (ENGIE) et Sol Partners Pte. Ltd. (Sol Partners) s'attache à fournir un accès à l'énergie à travers le déploiement de micro-réseaux.

Évolutions réglementaires : un certain nombre de pays d'Asie-Pacifique prennent des mesures pour augmenter la part d'électricité d'origine renouvelable et pour une meilleure efficacité énergétique. Les principales mesures prises en 2020 sont les suivantes :

- En **Australie**, le gouvernement fédéral a publié sa feuille de route en matière d'investissements technologiques (*Technology Investment Roadmap*) dans la décarbonation, se traduisant par un engagement d'investissement de 18 milliards de dollars australiens sur dix ans dans cinq domaines-cibles : l'hydrogène, la capture et le stockage du carbone (CSC), le stockage du carbone dans le sol, les options de stockage, et la production d'acier et d'aluminium à faible teneur en carbone.
- Aux **Philippines**, le ministère de l'Énergie a confirmé son moratoire sur les nouvelles centrales au charbon en 2020 afin de renforcer davantage les perspectives des énergies renouvelables. Le ministère de l'Énergie impose également une augmentation de 1% en glissement annuel et a mis en place une série d'incitations fiscales en faveur des énergies renouvelables.
- En **Malaisie**, la revue du programme Malaysia Electricity Supply Industry 2.0 (MESI 2.0), y compris la libéralisation du marché de la vente de détail d'électricité, le projet pilote

d'accès des tiers aux actifs de transport de TNB, ainsi que l'approvisionnement indépendant en charbon et en gaz des tiers auprès des producteurs d'électricité indépendants (IPP) sont autant d'évolutions positives.

- En **Indonésie**, compte tenu du rejet croissant des combustibles fossiles par la population indonésienne, le président Jokowi accélère les efforts pour atteindre l'objectif de produire 23% d'énergies venant de sources renouvelables fixé par l'Accord de Paris en 2025 (contre 11% aujourd'hui). Des évolutions réglementaires majeures sont en cours pour établir les conditions propices à un approvisionnement transparent et ouvrir la voie à des investissements rentables dans les énergies renouvelables.

1.6.5.2 Chine

1.6.5.2.1 Missions et stratégie

Après un début d'année marqué par la crise de la Covid-19, la Chine poursuit son développement économique. Elle a annoncé le 22 septembre 2020, devant l'Assemblée Générale des Nations Unies, un objectif de neutralité carbone en 2060, avec un pic d'émissions envisagé avant 2030.

Dans ce contexte, la BU Chine concentre ses activités de développement sur deux secteurs principaux : l'énergie renouvelable et les infrastructures décentralisées d'énergie pour les collectivités et l'industrie.

En 2021, la BU Chine rejoint la BU APAC.

1.6.5.2.2 Description des activités

La BU Chine poursuit la stratégie définie par le Groupe sur le marché chinois et développe des offres d'énergie propre fondées sur le renouvelable (solaire PV, énergie éolienne, stockage de l'énergie) et les solutions décentralisées d'énergie (réseaux de chaleur et froid, chargement des véhicules électriques, services d'efficacité énergétique).

La BU Chine continue par ailleurs à soutenir le Groupe en optimisant la chaîne d'approvisionnement en équipements et services depuis la Chine. Au moment où la crise sanitaire de la Covid-19 s'est généralisée, la BU a en outre apporté un soutien massif axé sur les équipements de protection individuelle (masques en particulier).

Évolutions réglementaires : la Chine poursuit sa modernisation vers un marché de l'électricité plus dérégulé et sans subvention pour les énergies renouvelables.

1.6.5.3 Afrique

1.6.5.3.1 Missions et stratégie

Il existe un besoin croissant d'énergie en Afrique pour soutenir son développement économique dans les années à venir. Afin de répondre au besoin grandissant d'énergie et au défi d'électrification en Afrique, ENGIE a la capacité unique de mettre en œuvre des solutions intégrées tout au long de la chaîne de valeur énergétique, des infrastructures et de la production d'électricité centralisée aux solutions hors réseau (systèmes solaires domestiques, mini-réseaux) et aux services énergétiques.

La BU Afrique était chargée de développer les activités d'ENGIE dans les pays africains qui offrent un équilibre prometteur entre les risques et les bénéfices pour les activités principales du Groupe. Conformément à la décision du Groupe de simplifier et de rationaliser ses opérations, les organisations régionales d'Afrique et les BU MESCAT ont fusionné début 2021.

1.6.5.3.2 Description des activités

Sur le segment de la production d'énergie centralisée, ENGIE dispose d'une forte présence en Égypte, au Maroc, au Sénégal et en Afrique du Sud, avec une capacité de production d'énergie de 3,15 GW dans le cadre de projets d'exploitation ou de construction et de développement à Djibouti et en Tunisie.

Au cours de l'année 2020, plusieurs jalons importants ont été atteints :

- À **Djibouti**, ENGIE a signé un accord avec le ministère djiboutien de l'Énergie pour le développement de la centrale solaire photovoltaïque de 30 MW du Grand Bara.
- En **Égypte**, ENGIE et ses partenaires de consortium œuvrent au développement du parc éolien de la mer Rouge de 500 MW.
- Au **Sénégal**, ENGIE a finalisé la construction de deux centrales solaires photovoltaïques totalisant 60 MW dans le cadre du programme IFC Scaling Solar.
- En **Tunisie**, le consortium dirigé par ENGIE et NAREVA a été déclaré adjudicataire provisoire pour la construction de la centrale photovoltaïque de Gafsa de 120 MW.

En parallèle des activités de production centralisée d'énergie connectée au réseau électrique, ENGIE est également présent sur le marché des solutions hors réseau. En 2020, ENGIE a finalisé l'intégration de Fenix International, ENGIE Mobisol et ENGIE PowerCorner et créé une nouvelle entité, ENGIE Energy Access. Avec plus de 1 700 collaborateurs, une présence dans neuf pays d'Afrique (Bénin, Côte d'Ivoire, Kenya, Mozambique, Nigeria, Rwanda, Tanzanie, Ouganda et Zambie), plus d'un million de clients et plus de cinq millions de personnes concernées jusqu'à présent, ENGIE Energy Access est la première entreprise hors réseau d'Afrique.

Les activités de services à l'énergie d'ENGIE sont réparties sur l'ensemble du continent, mais le Groupe dispose d'une présence particulièrement forte au Maroc avec ENGIE Services Maroc. En Afrique du Sud, ENGIE opère par l'intermédiaire d'ENGIE Thermaire & Ampair. ENGIE Services Côte d'Ivoire est la société de services d'ENGIE pour l'Afrique de l'Ouest.

La pandémie de la Covid-19 a un impact limité sur l'activité de production centralisée malgré l'effet défavorable des corrections sur le marché des changes. ENGIE Energy Access a enregistré une baisse des ventes sur ses principaux marchés. Les confinements et le recul de l'activité économique associé ont fortement impacté le secteur de l'installation.

1.6.5.4 Moyen-Orient, Asie du Sud et centrale et Turquie (MESCAT)

1.6.5.4.1 Missions et stratégie

La région du Moyen-Orient, de l'Asie du Sud et centrale et de la Turquie compte plus de 2 milliards d'habitants répartis dans 30 pays. Les pays cibles montrent des signes de résilience malgré l'impact de la Covid-19 et la baisse du prix du pétrole, particulièrement dans certains pays du Golfe ayant des réserves importantes via leur fonds souverain. Bien que leurs conditions économiques varient, la plupart des pays conservent des projets d'énergies renouvelables en cours de développement ainsi qu'une forte urbanisation.

Par la nature de ses contrats long terme, les résultats de la BU ont été peu impactés par la crise sanitaire de la Covid-19 mais cette crise sanitaire a impliqué une forte mobilisation de toutes les équipes pour continuer à assurer la production d'énergie et d'eau de dessalement dans les nombreuses usines.

La stratégie de la BU repose sur les deux piliers suivants : (i) préserver et améliorer la valeur du portefeuille d'actifs existants et (ii) effectuer de nouveaux développements au travers de nouveaux métiers et Solutions clients au sein des pays de la BU MESCAT via des acquisitions, de la croissance organique et des augmentations de participation.

La BU MESCAT, contributeur clé aux résultats du Groupe, continue de développer des positions fortes dans la production d'énergie centralisée peu émettrice de CO_2 (gaz naturel et renouvelables). Elle accélère dans les nouvelles activités comme la production indépendante d'eau dessalée et les réseaux de refroidissement qui deviennent un contributeur important du résultat de la BU.

1.6.5.4.2 Description des activités

1.6.5.4.2.1 Production thermique / dessalement

Dans les pays du Conseil de coopération du Golfe (CCG), ENGIE intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs. La BU 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 le premier développeur et opérateur privé d'électricité et d'eau dans la région. Les capacités de production électriques totales de 31 GW desservent plus de 40 millions de personnes. Les installations de dessalement en exploitation ou en construction produisent près de 6 millions de m^3 d'eau/jour. En 2020, ENGIE a gagné le contrat de Yanbu en Arabie saoudite avec une capacité de 100 MIGD.

Au Pakistan, ENGIE détient à 100% deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) pour une capacité totale de 932 MW. L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux entreprises de distribution.

En Turquie, ENGIE détient une participation majoritaire dans la CGCC de Baymina, avec une capacité de production totale de 763 MW. La centrale est aujourd'hui placée sous cocon suite à une baisse de la demande et les prix faibles du marché de l'électricité.

1.6.5.4.2.2 Énergies renouvelables

En Inde, ENGIE détient un portefeuille de près de 1,1 GW de capacités d'énergie renouvelable (280 MW d'énergie éolienne et 1,100 MWc d'énergie solaire), installées ou en construction

1.6.5.4.2.3 Solutions clients

En 2019, ENGIE a fait l'acquisition complète de la co-entreprise Cofely-Besix, devenant ENGIE Solutions Middle-East. Dans les pays du CCG, ENGIE Solutions est un gestionnaire d'installations majeur et propose à ses clients des services de performance énergétique ainsi qu'un éventail de services dans les domaines de la gestion des installations, de la production d'énergie décentralisée, de l'éclairage public. ENGIE Solutions s'est implanté en Arabie Saoudite et connaît un développement satisfaisant.

ENGIE détient une participation de 40% dans la société Tabreed (National Central Cooling Company PJSC), *leader* dans les pays du CCG des réseaux urbains de froid. L'entreprise distribue l'équivalent d'1 million de tonnes de froid produites par ses 83 usines de refroidissement urbain situées dans les pays du Golfe, et se développe en Inde. Tabreed a connu plusieurs succès commerciaux avec l'acquisition des Réseaux de froid de Downtown à Dubai et les centrales froid de Masdar (EAU).

ENGIE propose des services d'exploitation et de maintenance à des industriels, tant dans la production que dans la distribution d'énergie en Turquie et dans les pays du CCG.

Dans les pays du CCG (en particulier en Arabie saoudite), ENGIE commence à développer les *Corporate PPAs* auprès des clients industriels.

1.6.5.4.2.4 Fourniture d'énergie

En Inde, ENGIE détient l'entreprise Simpa Networks, qui commercialise des solutions d'électrification solaire individuelles dans les zones rurales défavorisées du nord de l'Inde. La crise sanitaire de la Covid-19 a impacté cette activité de manière importante.

En Turquie, ENGIE détient 90% du cinquième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ, qui distribue et commercialise du gaz naturel à 360 000 clients résidentiels en 2019, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli.

1.6.6 Autres

Le secteur reportable "Autres" englobe les activités de :

- la BU *Global Energy Management* (GEM) qui a pour mission de gérer et d'optimiser, pour le compte des BU qui détiennent les actifs de production d'électricité et les portefeuilles clients, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures de transport, de distribution et de stockage de gaz), notamment sur le marché européen. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux ainsi que de l'approvisionnement en énergies des BU qui les commercialisent auprès de leurs clients. Enfin, elle propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie ;
- la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures) ;
- la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du GNL) ;
- ainsi que la contribution de la BU Hydrogène, les activités "Entreprises et Collectivités" d'ENGIE SA, les activités holding et Corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ jusqu'à sa cession en octobre 2020.

Chiffres clés

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	8 417	8 633	-2,5%
EBITDA	(14)	182	-107,5%

1.6.6.1 *Global Energy Management* (GEM)

1.6.6.1.1 Missions et stratégie

Avec un effectif d'environ 1 400 collaborateurs, des bureaux dans 16 pays et huit principales plateformes commerciales couvrant l'Europe, les États-Unis et la région Asie-Pacifique, la BU Global Energy Management (GEM) a deux principales missions. D'une part, la BU GEM 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 BU du Groupe. D'autre part, la BU GEM développe les activités commerciales avec plus de 800 clients externes dans plus de 50 pays.

Conformément à la stratégie d'ENGIE, la BU GEM 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, la garantie d'origine et le certificat vert. À cet égard, GEM développe la gestion des accords d'achat d'énergies renouvelables à long terme, les "PPA verts". La BU a déjà conclu de tels accords pour 1 GW sur 10 ans.

Cette activité de développement est soutenue par des initiatives de changement culturel et des programmes de formation spécifiques, ainsi que la prise en compte de critères sociaux, environnementaux et d'émissions de carbone dans le processus décisionnel.

1.6.6.1.2 Description des activités

GEM fournit des services d'accès au marché de gros de l'énergie et de gestion des risques, y compris des produits de couverture du risque de marché. La BU développe par ailleurs ses activités d'approvisionnement en énergie : elle fournit du gaz, de l'électricité et des services de gestion des risques associés à d'importants clients industriels en Europe et aux entités commerciales d'ENGIE.

En ce qui concerne la gestion des actifs d'énergie, GEM fournit des activités de répartition et d'optimisation pour les actifs de production d'énergie d'ENGIE ainsi que pour les actifs de tiers. S'agissant de la gestion des actifs gaziers, GEM gère l'approvisionnement en amont, le transport et la capacité de stockage du gaz, y compris la valorisation et l'optimisation de la flexibilité des actifs sur les marchés.

GEM fournit également des services de transition énergétique, de gestion et d'optimisation des énergies renouvelables intermittentes, offrant des solutions de gestion côté demande et des services de stockage de batteries. La BU développe des activités d'achat et de fourniture d'énergie renouvelable et de gaz à faible émission de carbone.

Enfin, GEM propose des solutions d'approvisionnement en GNL et en biomasse dans le monde entier.

En 2020, la crise sans précédent déclenchée par la pandémie de Covid-19 a affecté les activités commerciales et d'approvisionnement en énergie de la BU GEM. La BU a fait face à 46 incidents de remboursement de crédit, mais ses activités de marché ont pu tirer parti d'une forte volatilité dans des conditions de marché exceptionnelles.

Évolutions réglementaires : le 27 mai 2020, l'UE a annoncé un plan de reprise majeur visant à réparer les dommages économiques et sociaux causés par la pandémie de la Covid-19. Un tiers du plan total de 1 800 milliards d'euros sera alloué à la transition énergétique afin d'encourager l'innovation, le développement des énergies renouvelables et les technologies de décarbonation. Les marchés de l'énergie et du gaz bénéficieront de ce plan, y compris le secteur des transports. Le prochain "Paquet Décarbonation", qui sera établi par la Commission européenne d'ici 2022 pour la décarbonation du secteur gazier, se situera à la croisée du Pacte vert (publié en 2019) et du plan de relance.

1.6.6.2 Tractebel

1.6.6.2.1 Missions et stratégie

Tractebel est reconnu depuis plus de 150 ans comme une société d'ingénierie de premier plan dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines à travers le monde. Aujourd'hui, Tractebel se concentre sur la conception, l'ingénierie et la construction de solutions intégrées pour accompagner les clients dans le monde dans leur transition vers la neutralité carbone. La BU ambitionne d'être le chef de file en matière d'ingénierie pour un avenir sans carbone.

Tractebel dispose d'une gamme intégrée de services d'ingénierie, de gestion de projet et de conseil tout au long du cycle de vie des projets de nos clients.

1.6.6.2.2 Description des activités

Dans le secteur de l'énergie, Tractebel continue à mettre ses compétences techniques multidisciplinaires au service des clients internes et externes du Groupe pour concevoir, planifier, développer et superviser la construction de projets dans le domaine de l'électricité et du gaz ou des réseaux de transmission et de distribution à grande échelle. Tractebel travaille sur les solutions très performantes et hybrides que ses clients exigent. Les équipes énergie thermique supportent ENGIE pour le développement des nouvelles centrales en Belgique sous le mécanisme CRM. Tractebel intervient aussi sur plusieurs projets éoliens en Afrique et en Asie (Gulf of Suez en Égypte, Taiba au Sénégal, Hong Phong 4 au Vietnam), de la conception jusqu'à la mise en service.

En support de la transition énergétique, Tractebel propose une plateforme de production d'hydrogène *offshore* et rend des services d'EPCM pour le projet Rhyno en Afrique de Sud. De plus, Tractebel est également en charge du design, de la gestion de projet et du pilotage de la construction pour un projet de renforcement d'un des corridors Nord-Sud du réseau électrique en Allemagne.

Avec 60 ans d'expérience, Tractebel a développé des connaissances de pointe dans le domaine de l'énergie nucléaire. Les opérateurs, les constructeurs et les investisseurs font confiance à ses services pour concevoir de nouvelles installations, soutenir des opérations sûres et rentables, préparer et superviser des activités de démantèlement et développer de nouveaux réacteurs. Tractebel continue à déployer ses services auprès d'opérateurs comme EDF en France ou ESKOM en Afrique du Sud.

Tractebel participe également au développement des projets de construction de réacteurs de puissance en Angleterre sur les sites d'Hinkley Point et de Sizewell, ainsi qu'aux projets d'envergure des infrastructures de défense en France. Dans le domaine des petits réacteurs nucléaires modulaires, Tractebel réalise une étude pour un industriel finlandais, intéressé par décarboner sa source d'énergie de chauffage urbain.

Bénéficiant de l'expertise et d'une renommée internationale, Tractebel a planifié, conçu et supervisé la construction de plus de 1 000 infrastructures hydrauliques sur tous les continents. Ces aménagements incluent des barrages et projets hydroélectriques de toute taille ainsi que des systèmes d'irrigation, des projets d'alimentation en eau et d'assainissement, des ouvrages de transfert d'eau, ainsi que des projets d'infrastructures maritimes et de voies navigables.

Les prestations couvrent tout le cycle de vie des projets, depuis la planification jusqu'à l'exploitation des ouvrages, en passant par les phases de conception, de construction et de mise en service. Les solutions proposées sont à la pointe de l'ingénierie moderne et comprennent également des prestations de conseil permettant d'accompagner efficacement le développement des projets.

Tractebel réalise les études d'exécution pour la Station de Transfert d'Énergie par Pompage (STEP) de Snowy 2.0 en Australie et participe au développement d'un outil numérique d'aide à la décision pour la gestion des infrastructures sur les voies navigables en Wallonie (Belgique).

Enfin, Tractebel contribue à la réalisation d'un environnement de vie durable intégrant son savoir-faire dans les domaines de l'énergie, de l'eau, des infrastructures, de la construction et de la mobilité. Plus de 1 000 urbanistes, ingénieurs et spécialistes de l'environnement de Tractebel conçoivent des solutions pour rendre les environnements urbains plus vivables, plus écologiques et plus durables.

À l'aide du BIM et d'outils de modélisation et de simulation complexes, Tractebel participe à différents projets d'infrastructures de transport bas carbone à Anvers, Gand, Luxembourg, Francfort, Delhi, Santiago et pour le Grand Paris. Les équipes ont remporté des projets de conception de bâtiments basse consommation en Belgique, Italie, France et interviennent comme experts pour l'Isocarp *(International Society of City and Regional Planners),* et pour ENGIE, afin par exemple de dresser le paysage urbain mondial à l'horizon 2030.

https://www.engie.com/neuf-portraits-types-villes-monde-demain

1.6.6.3 Gaztransport & Technigaz (GTT)

1.6.6.3.1 Missions et stratégie

La société opère sur le marché des systèmes de confinement cryogénique ou à très basse température utilisés pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés.

Les missions de GTT consistent à (i) proposer aux différents acteurs de la chaîne du GNL (chantiers navals, armateurs, sociétés gazières) des systèmes de confinement conçus par la société, qui permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre ; (ii) offrir des services d'ingénierie, de conseil, de formation, d'assistance à la maintenance et de réalisation d'études techniques à tous les stades de la chaîne du gaz liquéfié et (iii) promouvoir les nouveaux débouchés du GNL, en contribuant notamment au développement du GNL comme carburant pour la propulsion des navires (*LNG as fuel*), et du transport de GNL par voie maritime ou fluviale dans des navires de petite ou moyenne taille.

1.6.6.3.2 Description des activités

GTT a développé, au cours des 50 dernières années, des technologies éprouvées pour le transport par bateau et le stockage maritime et terrestre du GNL et d'autres gaz liquéfiés.

Les systèmes de confinement conçus par GTT s'appuient sur ses technologies à membranes Mark et NO pour les méthaniers et autres unités flottantes, et GST pour les réservoirs terrestres. Ces systèmes permettent de transporter et de stocker le gaz liquéfié en vrac, de façon fiable et sûre.

GTT propose également des solutions destinées à l'utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion des navires, ainsi qu'une large gamme de services d'ingénierie, d'assistance aux situations d'urgence, de conseil, de formation, d'assistance à la maintenance et de réalisation d'études techniques. L'année 2020 a été caractérisée par la poursuite de la dynamique des commandes de méthaniers, par des commandes d'éthaniers et de terminaux GBS *(Gravity Based Structures)* et par de nouveaux succès dans le domaine du GNL carburant.

Cotée sur le compartiment A du marché Euronext Paris, GTT est détenue à hauteur de 40,41% par ENGIE. La participation d'ENGIE dans cette entreprise a été placée sous revue stratégique.

1.6.6.4 Activités "Entreprises & Collectivités" d'ENGIE SA (E&C)

1.6.6.4.1 Missions et stratégie

Entreprises & Collectivités (E&C) a pour mission d'être le fournisseur d'énergies de référence des entreprises, des collectivités et des copropriétés (segment BtoB) en France. E&C et ses 700 collaborateurs accompagnent ainsi environ 50 000 clients et fournit du gaz et de l'électricité (environ 36 TWh de gaz naturel et 30 TWh d'électricité vendus en 2020) pour environ 400 000 points de livraison.

E&C accompagne également ses clients dans leur transition vers la neutralité carbone, en répondant à leur exigence de compétitivité et en anticipant l'évolution de leurs attentes. Elle développe ainsi la fourniture d'énergie décarbonée, la production locale et l'autoconsommation d'électricité solaire, l'efficacité énergétique et la production de certificats d'économie d'énergie (CEE) ainsi que la mobilité verte.

1.6.6.4.2 Description des activités

E&C a développé de nouveaux partenariats, par l'acquisition de Certinergy et CN Solutions en janvier 2019, *leader* de la production de CEE sur le marché du BtoB, et la création de Réservoir Sun en octobre 2018, coentreprise avec *Green Yellow* (Groupe Casino) dédiée à l'autoconsommation. Elle a également mis l'accent sur la satisfaction de ses clients, l'expérience de ses collaborateurs, la gestion des risques, les synergies commerciales au sein du Groupe et la vente de biométhane (premier acheteur-vendeur en France avec 50% de parts de marché, représentant environ 1 TWh en 2020).

En 2020, la crise sanitaire et le niveau des températures, l'un des plus élevé depuis 100 ans, ont impacté fortement la rentabilité d'E&C. Ces deux événements combinés ont matérialisé les risques supportés. Ils ont conduit à engager des actions visant à rendre l'activité de fourniture d'énergie résiliente sur le long terme, tout en continuant de diversifier ses activités, leviers de l'accélération de la transition énergétique des clients BtoB en France.

1.6.6.5 BU Hydrogène

1.6.6.5.1 Missions et stratégie

La BU Hydrogène a été créée en 2018 en vue de concevoir des solutions énergétiques neutre carbone à base d'hydrogène renouvelable, issu de l'électrolyse d'électricité renouvelable, pour faire d'un monde 100% renouvelable une réalité pour les territoires.

L'hydrogène renouvelable est le chaînon manquant de la transition énergétique. Il permet de libérer le potentiel de développement des énergies renouvelables en stockant l'énergie produite par intermittence, mais aussi d'accompagner les clients du Groupe dans leur transition zéro carbone sur des processus industriels difficiles à décarboner (engrais, mines, raffineries, etc.).

Enfin, le développement de technologies comme les piles à combustibles permet d'envisager le développement de nouveaux usages et marchés où l'hydrogène d'origine renouvelable serait le "carburant vert" de demain (mobilité lourde : camions, trains, bateaux, etc.), générateur d'électricité, de chaleur ou de froid.

La BU adopte une approche globale et progressive en développant avec des clients industriels des projets d'envergure dans les zones géographiques les plus favorables. Elle conçoit des modèles d'offres réplicables pour les segments ciblés.

1.6.6.5.2 Description des activités

La BU développe par étapes des centres de production d'hydrogène, en commençant par le développement local d'applications industrielles.

Deux projets sont actuellement en cours de construction : le projet *Zero Emission Valley* en France autour de Lyon (construction de 20 stations d'avitaillement hydrogène, en partenariat avec la région Auvergne-Rhône-Alpes et la Société Michelin) et un projet en Afrique du Sud dans la mine Mogalakwena en partenariat avec Anglo American. Ce dernier projet vise à codévelopper le premier camion de transport minier fonctionnant à l'hydrogène.

Un projet test sur des trains hydrogène a par ailleurs été mené avec succès en février 2020 aux Pays-Bas, dans le cadre d'un partenariat avec Alstom et Gasunie, ouvrant la voie au déploiement de cette solution dans la région à une plus grande échelle. Un certain nombre de projets à grande échelle sont en cours de développement avec des acteurs clés, tels que Yara en Australie ou Enaex au Chili, ou encore Gasunie aux Pays-Bas, chacun de ces projets pouvant, à terme, conduire à la mise en œuvre de projets de grande envergure (à l'échelle du GW).

Parallèlement, la prospection progresse dans les zones les plus favorables au développement de projets comme l'Australie, le Chili ou l'Europe (Pays-Bas, France, Portugal, Allemagne).

ENGIE poursuit par ailleurs la dynamisation de la filière hydrogène en soutenant le développement des technologies de demain. La signature avec Ariane Groupe d'un partenariat dans le domaine de la liquéfaction d'hydrogène renouvelable illustre cet engagement pour la décarbonation des transports lourds et de longue distance.

Évolutions réglementaires : les actions conjuguées des industriels, dont ENGIE, auprès des acteurs publics ont permis l'adoption, par un nombre très important de pays, de plans nationaux de déploiement de l'hydrogène. Ces plans prévoient des supports financiers et réglementaires pour le développement d'une filière industrielle (Corée, Allemagne, France, Chili, Australie, Japon). Le soutien public s'est encore accru en Europe dans le cadre des plans de relance annoncés en 2020 (9 milliards d'euros en Allemagne, 7 milliards d'euros en France, 1 milliard d'euros au Portugal…).

La Commission européenne a présenté en 2020 une stratégie pour le développement de l'hydrogène en vue de la neutralité climatique de l'Europe. Des mécanismes régionaux ambitieux de financement tels l'*Innovation Fund* européen, doté de 10 milliards d'euros, sont entrés en vigueur pour soutenir des grands projets de décarbonation incluant l'hydrogène. ENGIE a soumis plusieurs de ses grands projets à ce programme d'aides. La BU a déjà obtenu en Europe et en Australie des financements publics pour certains projets. Des avancées dans le domaine de la traçabilité et des garanties d'origine permettent également une valorisation de l'hydrogène d'origine renouvelable.

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 2020, le Groupe exploite des centrales électriques, des terminaux méthaniers et des stockages dans plus de 40 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 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
Arabie saoudite	Fadhili	1 507	Gaz naturel
	Marafiq	2 744	Gaz naturel
	Ju'aymah	484	Gaz naturel
	Shedgum	484	Gaz naturel
	Uthmaniyah	484	Gaz naturel
	Riyadh PP11	1 729	Gaz naturel
Australie	Pelican point	489	Gaz naturel
Bahreïn	Al Dur	1 234	Gaz naturel
	Al Ezzel	954	Gaz naturel
	Al Hidd	929	Gaz naturel
Belgique	Amercœur	451	Gaz naturel
	Coo	1 071	Pompage hydraulique
	Doel	2 934	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	439	Hydroélectrique
	Estreito	1 068	Hydroélectrique
	Jaguara	413	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	404	Hydroélectrique
	Ita	1 442	Hydroélectrique
	Jorge Lacerda	777	Charbon
	Machadinho	1 135	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 072	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 415	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	1 212	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	676	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	Gaz naturel
	Mirfa	1 599	Gaz naturel
	Shuweihat 1	1 500	Gaz naturel
	Shuweihat 2	1 496	Gaz naturel
	Taweelah	1 592	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
France	CombiGolfe	435	Gaz naturel
	CyCoFos	490	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	DK6 (Dunkerque)	788	Gaz naturel et gaz sidérurgiques
	Génissiat	423	Hydroélectrique
	Montoir-de-Bretagne	435	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
Grèce	Viotia	570	Gaz naturel
Italie	Torre Valdaliga	1 134	Gaz naturel
	Vado Ligure	782	Gaz naturel
Koweït	AzZour North	1 522	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Al-Rusail	665	Gaz naturel
	Barka 2	678	Gaz naturel
	Barka 3	737	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	737	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 925	Gaz naturel
	Flevo	852	Gaz naturel
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	530	Gaz naturel
Portugal	Bemposta I&II	438	Hydroélectrique
	Elecgas	839	Gaz naturel
	Pego	576	Charbon
	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
Singapour	Senoko	2 723	Gaz naturel et fioul
Turquie	Ankara Boo	763	Gaz naturel

(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 *(Mm³)* brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	680
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 600
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840

(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 *(Gm³(n)/an)* [1]
France	Montoir-de-Bretagne	10
France	Tonkin (Fos-sur-Mer)	3
France	Cavaou (Fos-sur-Mer)	8,25
Chili	Mejillones	2,0
Porto Rico	Penuelas	2,7

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

2

Facteurs de risque et contrôle

2.1 Processus de gestion des risques 43

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 43
2.1.2 Gestion de crise 43
2.1.3 Couverture des risques et assurances 44

2.2 Facteurs de risque 45

2.2.1 Risques politiques et réglementaires 45
2.2.2 Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux 48
2.2.3 Risques économiques et concurrentiels 50
2.2.4 Risques financiers 51
2.2.5 Risques industriels 53
2.2.6 Autres risques opérationnels 56
2.2.7 Risques sociaux et sociétaux 58

2.3 Procédures de contrôle interne 61

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne 61
2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 61
2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière 63
2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne 64
2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif 64

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 industriels ;
- autres risques opérationnels ;
- risques sociaux et sociétaux.

Les risques présentés ont été appréciés et hiérarchisés sur la base du "risque net", 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 (impact potentiel à moyen terme (six ans) × probabilité d'occurrence) décroissante.

Risques	Criticité	Section
Risques politiques et réglementaires		
Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion du combustible usé	***	2.2.1.1
Risque de baisse tendancielle de rémunération des actifs de distribution, de transport, de stockage et de regazéification de gaz en France	**	2.2.1.2
Risque d'invalidation a posteriori de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique	**	2.2.1.3
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	**	2.2.1.4
Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France	**	2.2.1.5
Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood	*	2.2.1.6
Risque pays (changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, faits de guerre ou de terrorisme…)	*	2.2.1.7
Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux		
Place du gaz dans le mix énergétique en France	**	2.2.2.1
Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie	**	2.2.2.2
Risques économiques et concurrentiels		
Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges	**	2.2.3.1
Situation économique dégradée en cas de prolongation de la crise de la Covid-19 et des mesures de confinement associées	**	2.2.3.2
Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme	**	2.2.3.3
Risques financiers		
Risque de marché sur matières premières	***	2.2.4.1
Risque de change (translationnel, transactionnel, de conversion)	***	2.2.4.2
Risque fiscal (instabilité de la norme (par ex. projets de réforme initiée par OCDE/UE), insécurité fiscale (par ex. prix de transfert…)	**	2.2.4.3
Risque sur le financement des pensions de retraite	**	2.2.4.4
Risque de contrepartie	**	2.2.4.5
Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé	**	2.2.4.6
Risques industriels		
Risque d'accident industriel	**	2.2.5.1
Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF	**	2.2.5.2
Indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté nucléaire	**	2.2.5.3
Sûreté et sécurité nucléaire	*	2.2.5.4

Risques	Criticité	Section
Autres risques opérationnels		
Cybersécurité	**	2.2.6.1
Risque portant sur la réalisation de grands projets	**	2.2.6.2
Acquisition et intégration	**	2.2.6.3
Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels	*	2.2.6.4
Risques sociaux et sociétaux		
Risques liés aux ressources humaines (compétences, adhésion des collaborateurs et risques de mouvements sociaux)	**	2.2.7.1
Risques éthiques	**	2.2.7.2
Risques de réputation	**	2.2.7.3
Sûreté des personnes (terrorisme, criminalité, contestation sociale, etc.)	**	2.2.7.4
Risques santé-sécurité au travail (dont risques psycho-sociaux/bien-être au travail)	*	2.2.7.5
*Légende niveau de criticité : Élevé *** / Moyen ** / Faible ****		

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.

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.

Pour mettre en œuvre cette ambition, le Groupe a désigné comme *Chief Risk Officer* le Directeur du Management des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer de l'efficacité du dispositif de gestion des risques. Il anime les *Chief Risk Officers* désignés dans chacune des BU et Fonctions Corporate. Ces derniers évaluent l'exposition globale aux risques de la BU 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.

Chaque année, le processus ERM du Groupe débute par la revue des risques en Comité des risques au sein du 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 permanents"). 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 types de crise et minimiser leurs impacts, ENGIE a mis en place un dispositif global de gestion de crise. Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte et de remontée des incidents majeurs *(Crisis App)*. L'analyse de la crise est réalisée au niveau local par une cellule de crise mise en place au plus près du terrain. Les décisions pour gérer la crise sont prises au niveau approprié de l'organisation selon le principe de subsidiarité.

Pour tester la robustesse de l'organisation et s'ancrer dans une boucle d'amélioration continue, chaque BU doit réaliser un exercice par an. Au même titre, tous les cadres de permanence de la gestion de crise du Groupe sont formés et participent à des exercices réguliers. Un bilan annuel est dressé et communiqué à l'ensemble des BU.

La crise de la Covid-19 a démontré la capacité du Groupe à anticiper les évènements dès janvier 2020. Des réponses rapides et efficaces ont été apportées aux problématiques induites notamment par le caractère transnational de la crise. Tout au long de la crise la protection du personnel et des sites a été assurée, ainsi que la sécurisation de la chaîne logistique.

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'impacts sur les tiers ou sur l'environnement.

2.1.3 Couverture des risques et assurances

Le Département 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 scénarii 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 0,21% du chiffre d'affaires 2020 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 entités pour un montant total de 800 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 US).

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, 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) et par l'arrêté royal du 10 décembre 2020.

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 et limité dans le temps par un délai de prescription de 10 ans, ce délai ayant été porté à 30 ans par la loi modifiée du 29 juin 2014 et ramené à 10 ans par la loi du 7 décembre 2016. 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 est conforme à la loi nationale belge de ratification 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. L'insuffisance de capacités sur les marchés d'assurances a cependant engendré un découvert d'un montant maximum de 891 millions d'euros pour les seules responsabilités étendues par la loi du 29 juin 2014 pour un accident nucléaire qui serait survenu entre le 1er janvier 2016 et l'entrée en vigueur le 24 décembre 2016 de la loi du 7 décembre 2016.

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. La politique de recherche et d'innovation du Groupe contribue également à répondre aux évolutions stratégiques (voir Section 1.3 "Innovation et R&D").

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique et le Brésil, des interventions des autorités publiques sont effectuées dans le domaine énergétique via la réglementation et l'extension des prérogatives des régulateurs au domaine concurrentiel. Elles peuvent se manifester par une hausse de la taxation des profits des énergéticiens, par des évolutions des règles en matière de fonctionnement des marchés et de sécurité d'approvisionnement, par l'intervention du régulateur dans le domaine dérégulé pour favoriser le développement de la concurrence, ou encore par la volonté de remunicipalisation de certains services à la collectivité.

Par sa présence auprès des institutions communautaires et des États, le Groupe s'efforce d'anticiper toute initiative législative susceptible d'avoir un impact sur ses activités et les revenus associés et formule des propositions auprès des décideurs. De plus, en exerçant ses métiers dans différents pays, le Groupe diversifie partiellement les risques réglementaires et législatifs. Certaines évolutions de la réglementation sont d'ailleurs porteuses de nouvelles opportunités pour les activités du Groupe.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*. Les plus significatives pour le Groupe sont mentionnées ci-après.

Le risque le plus significatif dans cette catégorie en 2019 – "Risque de non-prolongation des tranches nucléaires belges de deuxième génération Doel 4 et Tihange 3 au-delà de 2025, date définie dans la loi du 31 janvier 2003" – a été intégré dans les comptes du Groupe à fin 2020 et a généré une perte de valeur mentionnée dans la Note 13.3.1.2 de la section 6.2.2 – Notes aux Comptes consolidés. En effet, compte tenu des annonces du gouvernement belge à l'automne 2020 et des échanges intervenus avec le Groupe depuis, il a été considéré que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension n'étaient plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation de 20 ans de la moitié du parc d'unités de seconde génération au-delà de 2025.

2.2.1.1 Risque d'évolution du cadre réglementaire et du montant des provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires belges et la gestion du combustible usé (***)

En Belgique, l'ensemble de la gestion des déchets nucléaires est placé sous la responsabilité de l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF). L'ONDRAF propose comme politique nationale, un stockage en couches géologiques profondes et non un entreposage de longue durée pour les déchets de haute activité et/ou de longue durée.

Les assemblages de combustibles usés sont actuellement entreposés sur les sites de production. Deux scénarios sont aujourd'hui envisagés pour leur gestion, soit le retraitement d'une partie du combustible usé et son évacuation directe en couches géologiques profondes pour le solde, soit l'évacuation en couches géologiques profondes pour l'ensemble du combustible. Il appartient à Synatom de proposer une solution susceptible d'être approuvée par le gouvernement belge.

Les coûts relatifs à la gestion des combustibles usés et au démantèlement des installations font partie intégrante des coûts de production d'électricité d'origine nucléaire et sont provisionnés. Les hypothèses et sensibilités concernant l'évaluation de ces montants sont détaillées en Note 19.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Conformément à la loi, un processus de révision des provisions nucléaires est engagé tous les trois ans. La Commission des provisions nucléaires (CPN) a remis en décembre 2019 à Synatom sa décision sur la réévaluation des provisions des centrales nucléaires belges pour le démantèlement et la gestion du combustible usé (sur la base d'un scénario mixant retraitement d'une partie du combustible usé et évacuation directe du solde de déchets – plus coûteux qu'un scénario sans retraitement), conduisant à une augmentation des provisions de 2,1 milliards d'euros en 2019.

Les provisions pourraient augmenter à nouveau dans le cadre de la prochaine révision triennale prévue en 2022. Une augmentation des provisions pourrait résulter d'une nouvelle baisse des taux d'actualisation ou d'une estimation plus élevée des coûts de démantèlement et de gestion des déchets liés à cette activité :

- d'une part le combustible usé (par exemple, en conséquence de nouveaux choix technologiques pour la gestion à long terme des déchets de catégorie B et C (déchets à durée de vie longue) ;
- d'autre part, l'évolution des coûts de conditionnement et d'enlèvement appliqués par l'ONDRAF pour les déchets de catégorie A (déchets de faible ou moyenne activité, à durée de vie courte) issus du démantèlement (voir aussi Section 2.2.5.2).

Un projet de réforme de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions constituées pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales a été initié par le gouvernement belge.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe collabore avec la CPN dans le cadre de l'exercice de révision des provisions nucléaires.

Le Groupe fournit au gouvernement belge les éléments démontrant qu'il est en mesure de faire face aux dépenses liées au démantèlement des centrales et la gestion du combustible usé.

Le Groupe contribue directement aux groupes de travail avec l'ONDRAF sur les aspects techniques, légaux et financiers des solutions de gestion et de stockage des déchets radioactifs.

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

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, de l'analyse de la comptabilité des opérateurs 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 le 24 janvier 2020 principalement les délibérations fixant les tarifs des infrastructures gazières (distribution, transport, stockage) s'appliquant pour une période d'environ quatre ans.

En ce qui concerne les futurs tarifs de regazéification (ATTM6), la CRE a publié le 7 janvier 2021 la délibération portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, avec application à partir du 1er avril 2021 pour une durée de principe de quatre années. Elle est dans la continuité du tarif précédent mais prévoit une accélération des amortissements des actifs du terminal de Montoir.

La prochaine révision des tarifs de Transport (ATRT8), Distribution (ATRD7) et Stockage (ATS3) devrait être lancée en 2023 pour une mise en œuvre en 2024. Pour ce qui concerne les tarifs de regazéification ATTM 7, la révision devrait être lancée en 2024 en vue d'une mise en œuvre en 2025). En cas de baisse du taux de rémunération des actifs, de prise en compte incomplète dans la rémunération des actifs des risques opérationnels et stratégiques liés à l'activité, de baisse des investissements, de non-couverture de certaines charges ou d'une régulation incitative particulièrement sévère, la contribution des actifs d'infrastructures gazières aux résultats du Groupe et la rentabilité de ses investissements dans cette activité pourraient diminuer.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe dialogue avec la CRE dans le cadre du dispositif de révision tarifaire qui fait 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 défend des positions visant à assurer 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. Il promeut également 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.

2.2.1.3 Risque d'invalidation de la loi autorisant la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 en Belgique (**)

La prolongation jusqu'à 50 ans de l'exploitation de l'unité nucléaire Tihange 1 est effective depuis le 1er octobre 2015 avec un programme de travaux associés. La décision de prorogation de la date de désactivation des unités nucléaires Doel 1 et 2 après 50 ans, prise par le gouvernement belge et confirmée par le vote du Parlement en juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence fédérale de contrôle nucléaire) dans le cadre de la quatrième révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui a pris fin en 2020. Des recours en justice ont été introduits par des organisations environnementales contre l'État belge auprès de la Cour constitutionnelle quant à l'absence d'analyse d'impact environnemental et de consultation du public dans le cadre de l'adoption de la loi votée en juin 2015 (Voir Note 25.3.1 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). La Cour constitutionnelle a rendu son arrêt le 5 mars 2020, par lequel elle annule la loi belge prolongeant la durée de vie des unités nucléaires de Doel 1 et de Doel 2 en ce qu'elle a été adoptée sans procéder aux évaluations environnementales préalables requises. La Cour accepte cependant que les effets de la loi soient maintenus jusqu'à fin 2022 afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du pays. Les unités de Doel 1 et Doel 2 peuvent donc continuer à être exploitées le temps de la régularisation. Il appartient à l'État belge de procéder à la régularisation de la situation dans ce délai.

L'invalidation de la décision de prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires Doel 1 et 2 et Tihange 1 pourrait avoir un effet significatif défavorable sur les revenus du Groupe et sur la valeur des actifs nucléaires concernés.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe collabore avec l'État belge dans le cadre du processus de régularisation.

L'État belge a confirmé le calendrier prévu pour le processus de régularisation dans le délai imparti par la Cour constitutionnelle belge ainsi qu'avoir déjà entamé les travaux préparatoires aux évaluations environnementales requises.

2.2.1.4 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 (**)

Le Groupe est exposé à des 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 pourrait annoncer de nouvelles initiatives en ligne avec une modernisation du design de marché de l'électricité, pour ouvrir le marché à la concurrence et améliorer son fonctionnement et assurer les investissements nécessaires dans des capacités de production modulables.

Le Brésil représente désormais 4% du chiffre d'affaires du Groupe. ENGIE Brasil Energia investit dans les activités de transport de gaz (rachat de la société TAG) et d'électricité (projets Gralha Azul et Novo Estado – construction de lignes à haute tension). Les activités de Gralha Azul et Novo Estado sont régulées, celles de TAG sont à la fois régulées et couvertes par des contrats long terme. Les institutions ont lancé un processus de révision et modernisation du design du marché du gaz. La probable évolution du cadre régulatoire

pour l'activité de transport gaz représente un sujet suivi avec attention par le Groupe, afin d'en assurer la neutralité sur le profil de risque et la rémunération de la société TAG.

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. Par ailleurs plusieurs modifications de régimes de taxes pourraient être adoptées dans les années à venir, en particulier concernant la TVA (PIS COFINS), les dividendes (pas d'imposition à ce jour) ou les impôts sur les sociétés. Les effets – qui pourraient se compenser – ne sont pas connus à ce jour.

Mesures de gestion des risques

Grâce à sa présence à l'international, le Groupe dispose d'une grande expérience en matière de *market design*. Cette expérience est mise à disposition des institutions brésiliennes, entre autres à travers la participation au processus formel de révision du design du marché au Brésil. Les modifications du design de 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 *market design*. D'un point de vue politique, le besoin du Brésil de continuer d'attirer des investissements étrangers limite les risques.

Le Groupe au Brésil suit étroitement les évolutions réglementaires et législatives 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.

2.2.1.5 Risque sur le renouvellement des concessions hydrauliques en France (**)

L'hydroélectricité représente une part importante de la production d'électricité française. L'État a accordé des concessions qui viennent progressivement à échéance, ou qui sont déjà échues, et qui devraient être remises en concurrence à leur échéance sur la base de la directive européenne relative à l'attribution des contrats de concession (directive du 26 février 2014). Aucune procédure de mise en concurrence n'a toutefois été lancée en France. Les concessions arrivées à échéance sont mises en "délais glissants" comme le permet le Code de l'énergie. La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour une croissance verte a également introduit la notion de chaînes d'aménagements hydrauliquement liés (ou barycentres), qui permet de regrouper plusieurs concessions attribuées sur un même cours d'eau mais ayant des échéances différentes, pour précisément fixer une date d'échéance commune. La mise en œuvre de la directive concessions en France et les incertitudes qui l'accompagnent, notamment au regard de la position de la France visant à la création d'un pôle public de l'hydraulique pour l'essentiel des concessions du marché français, génèrent des incertitudes sur l'avenir des concessions de la SHEM.

Des incertitudes calendaires pèsent également sur la prolongation de la concession de la CNR pour laquelle une procédure est en cours.

Ces incertitudes pourraient impacter les revenus et la valeur des concessions (voir Note 13.3.1.5 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Mesures de gestion des risques

Un dossier de prolongation de la concession CNR a été présenté à l'État français qui l'a accepté et l'a soumis à la Commission européenne. La procédure en droit interne est désormais en cours et le dossier de demande d'avenant à la concession a été déposé par la CNR. Cette procédure devrait conduire à la prise d'un décret en Conseil d'État courant 2021 portant avenant à la concession existante, après une procédure d'évaluation environnementale (avis de l'autorité environnementale rendu) et de consultation du public et des parties intéressées.

Par ailleurs, le Groupe veille à défendre ses intérêts et à trouver des solutions à même de préserver l'avenir de la SHEM.

2.2.1.6 Risque de désaccord avec le régulateur australien sur les conditions de réhabilitation de la mine de charbon d'Hazelwood (*)

Dans le cadre de sa stratégie de sortie progressive de ses actifs charbon, le Groupe a fermé en 2017 en Australie la centrale d'Hazelwood de production d'électricité à partir du charbon issu de la mine attenante. Le Groupe est désormais engagé dans le démantèlement de la centrale et la réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme. Le projet de réhabilitation repose sur la création d'un lac dans le vide laissé par la mine à ciel ouvert. Plusieurs options techniques ont été étudiées concernant le format du lac de mine (complet ou partiel) et l'origine de l'eau susceptible d'être utilisée pour remplir le lac. En cas de non-approbation réglementaire des options préconisées par le Groupe, il pourrait devoir faire face à des délais et des coûts de réhabilitation plus importants que prévu, ce qui aurait un impact sur le niveau des provisions (voir Note 19.3.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Mesures de gestion des risques

Le Groupe poursuit ses études et ses échanges avec le régulateur australien et les différentes parties prenantes afin de mettre en œuvre la meilleure solution en matière de sécurité et de coûts.

2.2.1.7 Risque pays (*)

Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz et en divers composants industriels dans un nombre important de pays. Le Groupe est, de fait, exposé à des risques incluant notamment : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre, d'émeutes ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations et mécanismes de sanctions, escalade tarifaire. De plus, dans certains pays, un conflit avec l'État concerné ou d'autres entités publiques locales pourrait rendre plus difficile la défense par le Groupe de ses droits devant des tribunaux locaux.

Par exemple, aux États-Unis, la loi CAATSA *(Countering America's Adversaries Through Sanctions Act)* du 2 août 2017 permet (de manière discrétionnaire) au Président des États-Unis d'infliger des sanctions secondaires à toute entité qui participerait, notamment par le biais d'un financement, à la construction et/ou à l'entretien d'un pipeline d'exportation de gaz russe (Section 232). Le Département d'État avait publié le 31 octobre 2018 des clarifications publiques ("guidance") sur la manière dont il entendait mettre en œuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'État indiquait que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 n'étaient pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 232. Il est précisé qu'il fallait entendre par "projets initiés avant le 2 août 2017" tout projet ayant fait l'objet d'un contrat signé avant cette même date, ce qui est le cas du projet Nord Stream 2, exclu de facto.

Le 20 décembre 2019, de nouvelles dispositions (article 7503 du *National Defense Security Act* de 2020 ou "PEESA" *(Protecting Europe's Energy Security Act)* ont été votées par le Congrès des États-Unis visant à sanctionner à l'issue d'un délai de trente jours, après publication d'un rapport par le Congrès, les sociétés fournissant des navires de pose des tuyaux du projet Nord Stream 2. De fait, les travaux ont été immédiatement suspendus par la société Allseas en charge de ceux-ci. Ces mesures ne visent aucunement les financeurs du projet tels qu'ENGIE.

Le 15 juillet 2020, le Département d'État a publié une nouvelle guidance afférente à la loi CAATSA qui annule et remplace à date la précédente guidance. Celle-ci inclut désormais dans son champ d'application tous les projets qu'ils aient été initiés avant ou après le 2 août 2017 et donc Nord Stream 2. Toutefois elle ne remet pas en cause les actions passées sous l'empire de la précédente guidance qui ne sont pas sujettes à sanctions. La nouvelle guidance indique en effet que les sanctions ne sont pas rétroactives, elles sont donc seulement applicables aux actions en cours à compter du 15 juillet 2020, ce qui exclut le financement apporté par ENGIE de leur champ d'application. (Voir Note 16.1.1.3 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le 1er janvier 2021, le Congrès a adopté, dans le cadre du *National Defense Authorization Act for Fiscal Year 2021* en sa Section 1242, une nouvelle législation appelée "PEESCA" *(Protecting Europe's Energy Security Clarification Act),* qui vient modifier la précédente législation "PEESA" en élargissant le champ potentiel des sanctions notamment à toutes les activités afférentes à la pose de pipe-lines, aux activités d'assurance ou encore d'inspection liées au projet Nord Stream 2.

Les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont été remplis et ENGIE ne procédera plus à aucun autre versement. Le Groupe veille attentivement aux effets de toutes les mesures de sanctions visant le projet Nord Stream 2.

Ces activités passées d'ENGIE ne rentrent pas dans le champ de ces législations.

Mesures de gestion des risques

La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation du risque pays. Des seuils d'attention par pays, ou Groupe de pays, permettent de piloter l'exposition du Groupe. Le Groupe gère aussi ces risques dans le cadre de partenariats et de négociations contractuelles propres à chaque implantation. Il détermine ses choix d'implantations en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue les risques. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible.

L'organisation décentralisée du Groupe rend les *Business Units* responsables de leur compte de résultat et de leurs investissements. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur Général Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation permet une gestion au plus près du terrain des évolutions politiques et réglementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays et des mesures de gestion du risque au niveau adéquat.

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). Sa stratégie et ses résultats pourraient être impactés par les textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir.

Au plan international

Après l'adoption de l'Accord de Paris lors de la COP21 en décembre 2015, accord universel sur le climat, les COP22, 23, 24 et 25 ont permis de préciser la feuille de route des États signataires. Même si un travail important reste à faire pour finaliser les modalités de mise en œuvre de l'accord, le rapport 1,5 °C du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat, octobre 2018) montre que la nécessité d'accélérer les politiques nationales de lutte contre les émissions de CO_2 ne fait plus aucun doute. Le Groupe s'y prépare activement. Il a d'ores et déjà très fortement réduit la place du charbon dans son mix énergétique. La production d'électricité à fin 2020 se répartissait de la façon suivante : 62% gaz naturel, 23% énergies renouvelables (hydraulique, éolien et solaire, biomasse et biogaz), 9% nucléaire, 5% charbon. Le Groupe vient d'annoncer sa sortie complète des activités charbon en 2027.

En Europe

La politique européenne en matière de climat et d'énergie promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de GES et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La nouvelle Commission européenne a significativement accru les ambitions de décarbonation dans le contexte du "European Green New Deal" en proposant une cible de réduction des GES de -55% (contre -40% auparavant) à l'horizon 2030 (par rapport à 1990). Ceci devrait mécaniquement entraîner une hausse des ambitions en termes d'énergies renouvelables et d'efficacité énergétique. La stratégie Hydrogène publiée le 8 juillet dernier 2020 par la Commission européenne ainsi que la mise en place sous son impulsion de l'*European Clean Hydrogen Alliance,* les stratégies hydrogènes ambitieuses publiées par différents États (Allemagne, Portugal…) dont la France joueront également un rôle dans cette politique de décarbonation de l'économie européenne. S'ajoute dès à présent le projet d'intégration des systèmes énergétiques afin notamment d'optimiser le coût de la transition, qui peut représenter une opportunité de valoriser le rôle des infrastructures gaz et de leur adaptation dans la perspective d'un essor de l'hydrogène et des moyens de le transporter. Ces évolutions constituent potentiellement des accélérateurs de croissance pour le Groupe si elles s'accompagnent bien d'un cadre régulatoire et financier adapté à ces ambitions.

Certaines initiatives sectorielles telles que la nouvelle politique de prêt en matière d'énergie de la Banque européenne d'investissement ou les initiatives règlementaires sur la "Taxonomie", destinée à favoriser les investissements considérés comme durables, pourraient constituer des risques dès lors qu'ils conduiraient à limiter l'accès à des financements pour des activités que le Groupe considère comme indispensables pour atteindre les objectifs européens de la transition énergétique, notamment le développement des gaz renouvelables. Mais les travaux actuels laissent penser que le traitement des gaz renouvelables ne sera pas défavorable, même s'il convient d'attendre les textes finaux de la Commission.

2.2.2.1 Place du gaz dans le mix énergétique en France (**)

La stratégie dominante de la politique énergétique, qui ressort des réglementations énergétiques nationales adoptées en 2019 (SNBC, PPE, LEC), et qui vise la décarbonation par une électrification renforcée et rapide de tous les usages, peut influer grandement sur les parts de marché du gaz naturel. Cette vision emporte un certain nombre de risques en cours d'évaluation, notamment concernant 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, face auxquels le vecteur gaz (gaz naturel et progressivement gaz vert), compte tenu de son coût et de sa flexibilité, pourrait apporter des solutions plus adaptées.

De plus, la future réglementation thermique, rendue publique le 24 novembre dernier, en prévoyant de modifier les modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions en faveur de l'électricité, pourrait relancer le chauffage électrique au détriment du gaz.

Par ailleurs, le projet européen de "Taxonomie" mentionné plus haut crée une incertitude sur le financement de certaines activités du Groupe liées aux gaz renouvelables (biométhane et hydrogène produit à partir d'électricité renouvelable) si elles n'étaient pas labellisées "vertes" en fonction des critères définis par le futur Règlement européen.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe renforce, auprès des pouvoirs publics français et des autorités européennes, ses actions de promotion du rôle du gaz comme vecteur indispensable à l'accélération et à la réalisation de la transition énergétique sur différents thèmes (notamment la défense de l'usage chauffage, la compétitivité des gaz verts, le *market design* du biométhane, la complémentarité des énergies).

Le Groupe a défini une stratégie de développement des gaz verts à travers le lancement d'un plan industriel et commercial pour le développement de la production du biométhane d'origine agricole (effluents et résidus de culture) et le passage à l'échelle industrielle de cette filière en France. En aval de la chaîne de production, les réseaux de transport et de distribution du Groupe adaptent leurs infrastructures pour permettre l'acheminement du biométhane aux clients au moindre coût. Le Groupe travaille également au développement des filières biométhane de deuxième génération, avec le recours à la pyrogazéification de la biomasse. Il se positionne par ailleurs comme précurseur pour développer et investir dans des projets de production d'hydrogène vert à partir de l'électrolyse de l'eau par de l'électricité renouvelable, à convertir certains de ses cavités salines pour le stockage de cet hydrogène et à améliorer les conditions techniques de son injection dans les réseaux de gaz pour établir la crédibilité de l'hydrogène renouvelable comme une composante clé du futur mix énergétique français.

Par ailleurs, le Groupe entend diversifier son portefeuille d'infrastructures vers des géographies en croissance.

2.2.2.2 Risque de variations climatiques ayant un impact sur la demande et la production d'énergie (**)

Les informations présentées ici et dans la Section 3.3.1 Risque F "Impact du changement climatique" 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 climatiques (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 CO_2éq. 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.

Mesures de gestion des risques

(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 s'est fortement engagé dans la lutte contre le changement climatique, via l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre et une démarche d'adaptation. Le Groupe promeut la généralisation au niveau international de prix du carbone, afin d'accélérer la transition vers une société bas carbone tout en garantissant une équité de traitement pour l'ensemble des acteurs.
- Le Groupe s'est donné des objectifs à l'horizon 2030, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 1.5.3 "Objectifs RSE à horizon 2030"). L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables, la substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable et le développement d'offres de services décarbonées constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Ainsi le Groupe a décidé fin 2017 de s'engager sur une trajectoire compatible avec l'objectif de limitation de la hausse des températures à 2 °C, qui a obtenu la certification SBT *(Science-Based Target)* début 2020 (voir Section 3.1.4 "Certification *Science-Based Targets* et neutralité carbone"). Dans une vision à plus long terme, ENGIE réduira ses émissions directes de 85% à horizon 2050.
- Le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes.
- Après avoir anticipé la mise en œuvre de l'article 173 de la loi de transition énergétique française quant à une plus grande transparence sur les risques climat, le Groupe a suivi les travaux de la TCFD *(Task force on Climate-related Financial Disclosure)* et met progressivement en œuvre ses recommandations.

2.2.3 Risques économiques et concurrentiels

L'activité du Groupe est impactée par le niveau de la demande en énergie et les prix des matières premières ainsi que par la mutation profonde du secteur de l'énergie (décentralisation et décarbonation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.1 "Présentation" et 1.6 "Présentation des activités du Groupe").

2.2.3.1 Risque de concurrence accrue sur les métiers de vente d'énergie et de services avec un impact sur les marges (**)

Dans ses divers métiers, le Groupe est en concurrence avec des acteurs aux profils de plus en plus variés, tant par la taille, avec des acteurs internationaux ou locaux émergents, que par les métiers. La décentralisation des systèmes de production d'énergie induite par la transition énergétique permet à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe sur certaines activités (photovoltaïque, services).

L'émergence des technologies digitales et de la *smart energy* impacte la chaîne de valeur de l'électricité et du gaz, et aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information et des équipementiers. Plus généralement, sur les marchés de l'énergie, la concurrence tend à s'intensifier avec des acteurs (compagnies pétrolières…) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur.

Le Groupe souhaite développer ses activités de trading vers de nouveaux produits et de nouveaux marchés, en particulier pour accompagner la décarbonation de ses activités. Dans ce contexte il devra faire face à de nouveaux concurrents.

Dans ce contexte très concurrentiel, le Groupe doit faire face à plusieurs enjeux :

- le maintien de ses parts de marché sur les ventes d'énergie et de services dans les pays où il est historiquement présent, avec parfois une position de leader sur ces marchés, tout en assurant un niveau de rentabilité optimal ;
- le maintien d'un seuil de rentabilité optimal dans un contexte de protection accrue des consommateurs, notamment en Belgique ;
- le renouvellement des concessions de réseaux de chaleur et de froid ;
- le développement de ses activités et de son portefeuille clients dans des pays ciblés.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe réalise une surveillance constante de son positionnement concurrentiel au travers de dispositifs de veille adaptés.

Il développe régulièrement de nouvelles offres pour répondre à l'évolution des attentes clients : digitalisation, verdissement des offres, développement de solutions "neutralité carbone".

Il améliore en permanence la performance d'exploitation des réseaux qu'il opère et veille à verdir progressivement leur mix énergétique.

2.2.3.2 Situation économique dégradée en cas de prolongation de la crise de la Covid-19 et des mesures de confinement associées (**)

L'épidémie de la Covid-19 est toujours en cours, pour une durée incertaine, et les mesures adoptées en réaction par les pouvoirs publics (à l'échelle internationale, nationale ou locale) sont en constante évolution. Le Groupe pourrait être confronté à des décisions des gouvernements de différents pays où il opère telles que les fermetures de certains sites industriels et entreprises du secteur tertiaire (comme les bureaux et les hôtels), ou la décision de différer le paiement des factures d'énergie (comme envisagé pour les très petites entreprises en France). La demande pour ses produits et services pourrait être réduite en raison de la baisse de la production industrielle et des espaces de bureaux vacants et certains projets pourraient être différés. Le Groupe pourrait également être exposé à une augmentation des défaillances clients (cf. Section 2.2.4.5 "Risque de contrepartie").

Une telle situation, si elle se prolongeait, pourrait avoir des conséquences sur les résultats du Groupe, principalement dans les activités de fourniture d'énergie et de services, ou sa situation financière.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a rapidement adapté ses processus afin de permettre une continuité d'activité tout en préservant la santé de ses collaborateurs et de ses clients.

Le Groupe redéfinit ses priorités en matière de développement commercial en ciblant les secteurs les plus résilients.

Le Groupe fait évoluer le contenu de ses offres de fourniture d'énergie afin de se prémunir contre les variations de consommation ou d'en réduire les conséquences.

Le Groupe redimensionne à la baisse son futur siège à Colombes en raison du développement du télétravail.

2.2.3.3 Risque de baisse des revenus issus des centrales de production d'électricité dans la région du Golfe à l'arrivée à échéance des contrats long terme (**)

Dans les pays du Golfe, la BU MESCAT intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs (principalement de centrales combinées à gaz) et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme (*Power (& Water) Purchase Agreement* – P(W)PA). À l'échéance de ces contrats, les actifs se trouveront dans un environnement commercial incertain impacté par le régime juridique et réglementaire en vigueur à ce moment-là.

Plusieurs issues sont possibles, pouvant avoir un impact sur les revenus du Groupe :

- prolongation des contrats à des conditions à négocier ;
- vente de l'électricité produite sur les marchés, exposée à la volatilité des prix de marché ;
- mise sous cocon des actifs en cas de surcapacité temporaire du marché ;
- fermeture définitive des actifs.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe mène une étude approfondie des marchés et agit de façon proactive en vue de prolonger ou remplacer ces contrats, en participant au processus de prolongation des contrats organisé par les autorités nationales compétentes. L'accent mis sur la performance et la flexibilité des centrales augmente également les chances d'une position commerciale compétitive.

2.2.4 Risques financiers

2.2.4.1 Risque de marché sur matières premières (***)

Le Groupe est principalement exposé à 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 (risque météorologique et/ou dépendant de l'activité économique). Le Groupe est exposé à ces risques, en particulier sur le gaz, l'électricité, le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'économie d'énergie, et CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*) (voir Note 17.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Le Groupe a fortement réduit son exposition aux risques de marché ces dernières années après la cession de ses centrales thermiques aux USA, de ses activités d'exploration-production et de GNL, et de ses centrales charbon européennes. Son exposition au risque de prix reste néanmoins importante sur ses actifs nucléaires, hydrauliques et thermiques gaz. Les actifs renouvelables, 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.

À l'exception des activités de trading, l'évaluation des risques de marché est réalisée au travers de leur impact sur l'EBITDA. Ainsi, les principaux indicateurs de risques pour la gestion de portefeuilles d'énergie comprennent des sensibilités aux variations unitaires de prix, des EBITDA *at Risk*, des ratios de couverture des portefeuilles et des *stress tests* basés sur des scénarios défavorables prédéfinis. Pour les activités de trading et conformément aux standards du marché, les indicateurs de risques comprennent des sensibilités, des *Value at Risk* (VaR) et des stress tests (voir Note 17.1.1 Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a mis en place une gouvernance spécifique pour la maîtrise des risques de marché et de contrepartie reposant sur (i) le principe général de séparation entre gestion et contrôle des risques, (ii) un Comité des Risques Marché Énergie (CRME) au niveau du Groupe en charge de la validation des politiques de risques et du suivi de l'exposition consolidée, (iii) le suivi de mandats de risques de marché et de contrepartie, et (iv) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie des activités de production d'électricité, hors Europe, est assurée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA) dans lesquels les variations des coûts opérationnels, en particulier des combustibles, sont transférées en *pass-through* dans le prix de vente de l'électricité. Ceci limite fortement l'exposition aux risques de variation des prix des combustibles, même si, dans certains contrats, le transfert n'est pas réalisé totalement à l'identique.

Le Groupe a également recours à des produits dérivés pour offrir à ses clients des instruments de couverture et pour couvrir ses propres positions, que ce soit sur les courbes à terme pour le risque prix ou à plus court terme sur les risques liés à l'intermittence de la production renouvelable.

2.2.4.2 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 de l'état de situation financière et du compte de résultat des entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro. Les principales expositions au risque translationnel correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling. Dans un contexte de marché particulièrement volatile (avec notamment une forte dépréciation du réal brésilien sur l'année 2020), le risque translationnel reste un risque significatif pour le Groupe.

La ventilation par devise de l'encours des emprunts et de l'endettement financier net ainsi qu'une une analyse de sensibilité aux risques de change, sont présentés respectivement dans la Note 17.1.3.1 et la Note 17.1.3.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés".

Mesures de gestion des risques

Dans le cadre de la politique de risques de change du Groupe, le risque transactionnel récurrent fait l'objet d'une couverture systématique dès lors que ce risque est matériel et quasi certain. Lors de l'instruction des dossiers d'investissement, le risque transactionnel spécifique fait l'objet d'une stratégie de couverture au cas par cas. Enfin, le risque translationnel fait l'objet de stratégies de couverture partielle, sous réserve d'un coût de couverture raisonnable et d'une liquidité suffisante du marché au regard du risque de dépréciation de la devise.

2.2.4.3 Risque fiscal (**)

Compte tenu de leurs contraintes budgétaires, que l'accroissement des dettes publiques résultant de la crise sanitaire de la Covid-19 ne pourra qu'exacerber, ainsi que des pressions de la société civile, de nombreux États ont récemment introduit des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et en partie subjectif, et ont donné à leurs services de contrôle des pouvoirs d'investigation renforcés. C'est ainsi que les États membres de l'UE ont transposé plusieurs directives visant la lutte contre l'optimisation fiscale (cf. directive ATAD1 et 2 [1], DAC6 [2]).

Dans le cadre des discussions actuelles sur les défis de la digitalisation de l'économie, au sein de l'OCDE et de son cadre inclusif, d'autres projets de réforme de la fiscalité internationale sont à prévoir à moyen terme : le Groupe pourrait être impacté par le pilier 2 de ce projet visant à instaurer une taxe supplémentaire au niveau de la juridiction de la maison mère au titre de ses filiales étrangères insuffisamment taxées (augmentation de sa charge fiscale ainsi que de ses coûts de conformité compte tenu de son extrême complexité).

La nouvelle Commission européenne pourrait relayer les projets OCDE, même en l'absence de consensus au niveau international, en proposant une directive visant à réaligner les droits d'imposition sur la création de valeur et en fixant un niveau d'imposition minimal, et réactiver son ancien projet d'harmonisation européenne (cf. ACCIS [3]) qui représenterait un changement significatif de la fiscalité en Europe.

Ces projets de réforme créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a élaboré et publié une politique fiscale depuis 2015. Cette dernière a été mise à jour et a fait l'objet d'une approbation par son Conseil d'Administration le 29 janvier 2020 et ses principales filiales. Elle est disponible sur son site internet.

La politique souligne l'importance de la fiscalité pour le Groupe et son attachement à un système fiscal durable, stable et clair, administré de manière équitable et transparente. La fonction fiscale et la gestion des risques est confiée au Directeur Financier du Groupe et plus particulièrement à la Direction Fiscale Groupe qui informe le Comité d'Audit de la mise en œuvre de la politique fiscale et du dispositif de contrôle interne. Des procédures internes, comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mis en place pour s'assurer du respect des obligations fiscales dans les pays concernés. Des procédures couvrent également le choix d'implantation des structures du Groupe. Le Groupe ne prend pas de positions fiscales spéculatives qui créent un risque fiscal ou qui ne reflètent pas leur réalité économique. Le Groupe entretient des relations officielles, ouvertes et constructives avec les gouvernements et autorités fiscales et suit attentivement les projets de réforme. De plus, ses pratiques fiscales sont conformes à son Code éthique et à ses principes en matière de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Ainsi, le Groupe considère qu'il respecte les exigences posées par le nouvel article L. 22-10-36 du Code de commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

2.2.4.4 Risque sur le financement des pensions de retraite (**)

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.

Au cours des dernières années, le Groupe a fermé de nombreux régimes à prestations définies au profit de régimes à cotisations définies.

La Note 20 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 France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) est un régime légal et les engagements afférents sont estimés sur la base d'hypothèses actuarielles et de règles régissant respectivement les prestations versées par les régimes de droit commun et les montants restant à la charge du Groupe. Ces hypothèses et ces règles peuvent faire l'objet d'ajustements susceptibles d'augmenter les engagements du Groupe et donc nécessiter une augmentation des provisions correspondantes.

Des engagements importants, au titre d'autres avantages au personnel postérieurs à l'emploi et d'avantages à long terme du personnel en activité, s'ajoutent aux passifs de retraites ; il s'agit notamment de l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite.

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.

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive
(2) Directive relative à la Coopération administrative
(3) ACCIS : Assiette commune consolidée pour l'impôt des sociétés

À titre indicatif, au 31 décembre 2020, la dette actuarielle s'élève à 14,9 milliards d'euros. 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 18%.

Malgré le contexte de la crise de la Covid-19, globalement sur l'année 2020, les fonds résistent bien et affichent pour la plupart une performance neutre ou légèrement positive.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe a mis en place une politique de couverture des engagements de retraites spécifiques à chacun des pays et législations concernées.

Sur le périmètre IEG, 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.

Il est à noter que l'avantage en nature énergie consenti au personnel du périmètre IEG pendant la période de retraite n'est pas couvert.

2.2.4.5 Risque de contrepartie (**)

Le Groupe est exposé, par ses activités financières et opérationnelles, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) – voir Note 17.2 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.

Le développement d'offres vertes au travers de *Corporate PPAs* sur des durées plus longues que les ventes traditionnelles conduit à une augmentation de ces risques de contreparties. En outre ces contrats sont souvent signés avec des contreparties qui ne sont pas toujours *Investment Grade* (rating AAA à BBB-).

Mesures de gestion des risques

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

Les risques sont gérés au travers de contrats-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.

La Note 17.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" apporte des précisions sur ces mesures de risque dans le cadre de la crise de la Covid-19.

2.2.4.6 Risque sur le rendement des montants de provision investis par Synatom en vue du démantèlement nucléaire et de la gestion du combustible usé (**)

Synatom investit sur les marchés financiers le montant des provisions versées par Electrabel pour couvrir les coûts du démantèlement des centrales nucléaires et de la gestion du combustible usé (voir Note 16.1.1.2 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés"). Si lors de l'utilisation des fonds il s'avérait que les montants provisionnés étaient insuffisants, Electrabel devrait compenser l'écart.

À plus court terme la valeur des placements de Synatom est couverte par un contrat de garantie de valeur entre Electrabel et Synatom par lequel, si à l'échéance de ce contrat (en 2025), la valeur de marché était inférieure à la valeur comptable, Electrabel devrait compenser l'écart de valeur.

Mesures de gestion des risques

Le pilotage des investissements est confié à une équipe dirigée par un Directeur des Investissements. Un Comité des Investissements composé d'experts sera chargé de superviser les décisions d'investissement, dans le cadre d'une politique d'investissement imposant un profil de risque maîtrisé afin d'atteindre les objectifs de rendement et une diversification importante des risques, en s'appuyant sur une politique de contrôle des risques rigoureuse.

2.2.5 Risques industriels

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. Ces risques pourraient mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et/ou environnementale. 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, 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".

2.2.5.1 Risques d'accident industriel (**)

Les risques d'accident industriel peuvent découler, par exemple, d'incidents d'exploitation, de défauts de conception 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.

Durant la pandémie de la Covid-19, aucun accident industriel ou événement marquant en lien avec la réduction des activités opérationnelles n'a été enregistré. Les Plans de Continuité d'Activités (PCA) ont été adaptés à la pandémie et mis en œuvre. L'exploitation de l'ensemble des actifs industriels s'est poursuivie en maîtrisant les risques associés.

Mesures de gestion des risques

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 figure dans les programmes d'audit et de contrôle interne du Groupe.

La protection des systèmes de contrôle industriels est dorénavant 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").

Un "Comité de Sécurité Industrielle Groupe" se réunit à un rythme semestriel, et autant que de besoin sur des sujets spécifiques. Il a pour objectifs principaux de :

- développer une culture de sécurité et de performance industrielle cohérente et transverse, qui favorise la contribution positive des opérateurs et des collectifs de travail ;
- favoriser le partage inter-BU et inter-Métiers des informations relatives aux risques et aux accidents et des bonnes pratiques dans les diverses activités du Groupe ;
- parrainer la mise en œuvre d'éventuelles actions transverses au sein du Groupe ;
- partager et challenger les analyses et retours d'expérience suite à d'éventuels accidents industriels majeurs, ou évènements à haut potentiel de gravité, dans les différentes activités du Groupe.

Activités nucléaires

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.

En Belgique, Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite sept réacteurs nucléaires à eau pressurisée répartis sur deux sites de production, Doel et Tihange.

2.2.5.2 Risque d'augmentation des coûts de traitement et de stockage des différentes catégories de déchets radioactifs en fonction des exigences techniques de l'ONDRAF (**)

a/ L'ONDRAF pourrait appliquer des critères d'acceptation plus stricts pour les déchets faiblement ou moyennement radioactifs de courte durée de vie (Catégorie A) (voir aussi Section 2.2.1.1). Par le passé, les déchets de Catégorie A ont été conditionnés en respectant les critères d'acceptation de l'époque. Si ces critères d'acceptation devaient devenir plus stricts, ceci pourrait entraîner un besoin de reconditionnement. Il existe également un risque de traitement de certains fûts de déchets pour lesquels un gel est apparu à la surface. Enfin, les tarifs de l'ONDRAF pourraient être amenés à évoluer à la hausse, conduisant à une augmentation du tarif d'enlèvement des déchets radioactifs issus de l'exploitation des centrales.

b/ Electrabel développe un projet de construction d'un nouveau bâtiment pour l'entreposage temporaire du combustible usé à la centrale de Tihange. La construction de ce bâtiment est une nécessité pour pouvoir entreposer temporairement le combustible usé sur le site, poursuivre les activités sur le site et préparer le démantèlement. Le projet a obtenu les permis requis d'exploitation et d'urbanisme les 26 janvier 2020 et 21 février 2020 respectivement. Des recours en annulation ont été introduits à l'encontre de ces permis par des citoyens locaux. Les recours, non suspensifs, sont en cours.

c/ Suite à la découverte d'un gel à la surface de certains fûts de déchets de moyenne activité, les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles par l'ONDRAF plus rigoureux et dont les critères d'acceptation sont plus stricts. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Sans ces accréditations, le traitement de ce type de déchets devrait alors être externalisé.

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

Mesures de gestion des risques

- Concernant le point a) ci-dessus, un Groupe de travail a été mis sur pied avec l'ONDRAF dans le but de traiter à la fois les aspects techniques, juridiques et financiers de la solution de stockage des déchets de catégorie A.
- Concernant le point b) ci-dessus, les recours introduits à l'encontre des permis sont suivis étroitement.
- Concernant le point c) ci-dessus au sujet de l'accréditation de conditionnement des résines et des concentrats, le programme de validation d'un procédé se poursuit. En attendant ces déchets sont entreposés dans des réservoirs sur les sites. La situation en matière de capacité de stockage et de disponibilité des installations de traitement des déchets reste complexe. Des solutions transitoires ont dû être développées pour accroître les capacités de stockage sur les deux sites de production.

2.2.5.3 Risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques, de sécurité ou de sûreté 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 2019-2020 et les principaux indicateurs sont en bonne progression.

La disponibilité du parc de production nucléaire à fin décembre 2020 s'établit à 62,6%, correspondant à une production de 32,6 TWh. La disponibilité du parc de production nucléaire s'établissait en 2019 à 79%, en hausse significative par rapport à 2018. L'année 2020 était une année spécifique en termes de disponibilité avec de très nombreux arrêts planifiés en parallèle. La disponibilité devrait cependant revenir à des niveaux élevés dès 2021, sauf incident non prévu.

Les raisons d'indisponibilité peuvent être de plusieurs natures :

a/ Problèmes techniques liés au vieillissement des installations ou à la fiabilité de certains équipements ;

b/ Nombre insuffisant d'opérateurs qualifiés sur site ;

c/ Saturation des stockages temporaires de déchets radioactifs ;

d/ Indisponibilité du combustible en provenance de l'usine d'un fournisseur en Allemagne suite aux actions juridiques engagées par un citoyen allemand à l'encontre des licences d'exportation de combustible du fournisseur pour les centrales de Doel 1 et de Doel 2.

Mesures de gestion des risques

- Concernant le point a) ci-dessus, la gestion du vieillissement au niveau du parc de production fait l'objet d'un suivi renforcé.
- Concernant le point b), une politique et des actions spécifiques de maintien des compétences sont mises en place.
- Concernant le point c), plusieurs procédures d'accréditation de nouveaux fournisseurs ou d'équipements supplémentaires sont en cours avec les autorités. Une première accréditation a été obtenue pour un nouveau fournisseur de containers et les premiers containers sont en cours de fabrication.
- Concernant le point d), le Groupe est intervenu en soutien du fournisseur dans le cadre de la procédure juridique en cours.

2.2.5.4 Sûreté et sécurité nucléaire (*)

Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, les sites de Doel et Tihange en Belgique n'aient jamais connu d'incident majeur de sûreté nucléaire ayant entraîné un danger pour les salariés, les sous-traitants, la population ou l'environnement, 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

Electrabel a mis en œuvre un dispositif de contrôle interne et industriel sur la sûreté nucléaire et la sécurité des installations 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 des comportements ;
- les principes de sûreté sont intégrés dans la gestion opérationnelle des centrales ;
- le respect des principes fait l'objet d'une supervision managériale à plusieurs niveaux ;
- le respect des principes fait l'objet de contrôles indépendants des organisations opérationnelles ;
- 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, en particulier les opérateurs de conduite. 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, ainsi qu'à des contrôles indépendants réalisés par le département de sûreté nucléaire d'Electrabel qui dépend directement de son Directeur Général, indépendamment de la ligne hiérarchique qui gère les sites d'exploitation nucléaire. Par ailleurs, les deux sites nucléaires sont certifiés OHSAS 18001(la centrale de Tihange vient de passer à ISO 45001, la centrale de Doel passera à ISO 45001 en 2021), ISO 14001 et EMAS.

Electrabel prend en compte les retours d'expérience et les *peer reviews* externes pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations (catastrophes naturelles plus sévères, risques de cyber-attaques, sabotage). De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge.

Afin de renforcer la culture de sûreté à Doel et Tihange, Electrabel, en accord avec l'AFCN a mis en place un plan CORE *(Common REsponsibility),* concernant tant les fonctions centrales que les deux sites nucléaires. Ce plan a été clôturé avec succès par l'AFCN en août 2019. Les actions engagées font partie intégrante du système de management et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de management. Aussi bien le département sûreté nucléaire en interne, que l'AFCN et les *peers* de WANO identifient un progrès au niveau de la culture de sûreté au sein d'Electrabel.

2.2.6 Autres risques opérationnels

2.2.6.1 Cybersécurité (**)

L'utilisation de nouvelles technologies, la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité, de l'informatique en *cloud* et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux ou l'analyse approfondie de données, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Des cyber-incidents tels que des attaques par rançongiciel, des vols d'informations personnelles ou sensibles, la corruption de systèmes de contrôle industriels ou la compromission des liaisons avec les clients ou fournisseurs du Groupe pourraient conduire à des blocages, des retards et/ou des surcoûts dans la gestion des services du Groupe ou de ses infrastructures de production. Ceci pourrait nuire aux activités ou à la réputation du Groupe. Le risque pourrait augmenter avec le développement de la digitalisation de ses métiers et l'essor du télétravail, en particulier dans un contexte de pandémie mondiale.

Mesures de gestion des risques

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

- d'un centre opérationnel de sécurité (SOC) en charge de la surveillance de ses infrastructures et applications et de la détection des incidents. Il agit au niveau mondial et est opéré conjointement avec la société Thalès ;
- d'une équipe de réponse aux incidents cyber (CERT) garante de la bonne réaction aux cyberattaques en assurant la coordination de toutes les entités de Groupe et l'interaction avec les organisations cyber externes telles que l'Agence Nationale de la Sécurité des Systèmes d'Information (ANSSI) ;
- de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes internes et *cloud*. L'usage d'outils collaboratifs sécurisés dans le *cloud*, avec l'authentification à deux facteurs, a permis de ne pas accroître l'exposition au risque cyber durant la crise de la Covid-19 tout en permettant la continuité des opérations ;
- de dispositifs de prévention d'intrusion sur ses réseaux ainsi que de chiffrement de ses données sensibles ;
- d'une cyber-assurance.

Pour se conformer aux réglementations (ex. 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 concernées 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 un dispositif spécifique de réponse à cyber-incident et un dispositif 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 sécurité organisationnelles, fonctionnelles, techniques et juridiques font l'objet de contrôles permanents qui incluent des campagnes de tests (intrusion, *social engineering* et *phishing*) ainsi que des campagnes de sensibilisation.

2.2.6.2 Risque portant sur la réalisation de grands projets (**)

Le Groupe assoit sa croissance sur différents projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières ou électriques de production ou de transport, dont il est le maître d'ouvrage. Parmi ces projets figurent quelques centrales thermiques (dont Fadhili en Arabie saoudite), des parcs éoliens en mer (Le Tréport et Noirmoutier en France, Moray East au Royaume-Uni) – lesquels projets sont désormais du périmètre de la filiale ENGIE-EDPR, Ocean Winds – et des infrastructures électriques (lignes à haute tension Gralha Azul et Novo Estado au Brésil) et une majorité de projets de taille moyenne à petite : projets éoliens au Brésil, au Chili, aux États-Unis, en Espagne, en France et en Inde, projets solaires au Mexique, en Arabie saoudite et en Inde notamment, réseaux locaux de chaleur ou de froid, infrastructures urbaines. La rentabilité de ces actifs dépend en particulier de la maîtrise des coûts et des délais de construction, de la performance opérationnelle de l'actif industriel, de phénomènes exogènes (catastrophes naturelles, mouvements de grève), des aléas réglementaires et fiscaux, et de l'évolution du contexte concurrentiel et des marchés d'énergie à moyen et long termes, qui pourraient dégrader la rentabilité de certains actifs, entraîner une perte de revenus ou nécessiter une dépréciation d'actifs.

Le Groupe est également engagé dans la conception et la construction d'installations d'envergure pour des clients tiers. Bien que ces projets fassent toujours l'objet d'études poussées et que le Groupe bénéficie d'une expertise reconnue, il peut arriver que les délais de construction ne puissent pas être respectés et conduisent à des pénalités, que les coûts de construction soient supérieurs à ceux initialement prévus, que la performance des installations ne soit pas conforme au cahier des charges ou qu'un accident ultérieur mette en cause la responsabilité civile professionnelle et/ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe met en œuvre un support opérationnel aux projets et leur supervision et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets d'un montant supérieur à 30 millions d'euros – qu'ils soient de type investissement ou installation – pour fournir les alertes nécessaires à la mise en œuvre des actions correctives. Une politique en matière de supervision de la construction des projets et des méthodes communes de management des projets viennent renforcer les dispositifs existants au sein des entités réalisant des projets industriels. Par ailleurs, ENGIE poursuit le déploiement de formations centrées sur la gestion des risques et des contrats dans les projets auprès des chefs de projet et développeurs. À ce titre ENGIE a réactualisé et amélioré le guide de gestion des risques projets et l'outil associé. Dans ce même objectif de professionnalisation de la filière, et en complément, une formation planning a été initiée.

Enfin, ENGIE met en œuvre des dispositifs de *contract management* pour gérer proactivement les relations contractuelles avec ses clients, ses partenaires et fournisseurs. En sa qualité de Maître d'Ouvrage, les contrats passés par ENGIE avec les constructeurs comportent des clauses de garanties et d'indemnisation couvrant les défauts de construction et manquements des constructeurs relatifs aux délais et à la performance des actifs industriels livrés. De plus, la souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.2.6.3 Acquisition et intégration (**)

Pour son développement externe, notamment au moyen d'acquisitions, le Groupe pourrait être amené à procéder à l'émission de titres de capital ou à avoir recours à l'endettement. Les acquisitions présentent des risques liés aux difficultés d'intégration, à la non-réalisation des gains et des synergies escomptés. Des risques liés à l'évaluation de l'actif ou du passif ou à la non-atteinte des résultats prévus peuvent apparaître à l'issue de la matérialisation des acquisitions, engendrant des provisions pour dépréciation d'actifs.

Les partenariats et prises de participations constituent l'un des moyens pour le Groupe de partager les risques économiques et financiers propres à certains projets, en limitant ses capitaux engagés et en lui permettant de mieux s'adapter au contexte spécifique des marchés locaux. Le Groupe veille autant que possible à la protection de ses intérêts en tant que partenaire grâce notamment à la signature de pactes d'actionnaires, à sa représentation éventuelle dans la gouvernance (Conseil d'Administration, postes de management) ou à la remontée d'informations. Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou du Groupe, voire du contexte politique local peuvent, le cas échéant, conduire à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.

Mesures de gestion des risques

Les processus d'analyse, d'audit *(due diligences)* – et de structuration des risques mis en œuvre par le Groupe lors des projets d'acquisition, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas et à proposer des mécanismes de protection contre les risques identifiés. L'allocation des risques qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise (notamment compte tenu des contraintes légales et réglementaires) et du résultat du processus de négociation.

En ce qui concerne l'intégration, le Groupe a mis en place une équipe dédiée (IMO – *Integration Management Office*) afin de développer une politique et des outils adaptés et d'accompagner les BU et l'équipe Corporate M&A dans le processus dès la phase de développement (avant "signing"). La politique intégration du Groupe est désormais en vigueur depuis janvier 2020. Au cours de cette année 2020, l'équipe IMO a accompagné environ cinq projets d'acquisition. À noter en particulier l'acquisition de six centrales hydroélectriques au Portugal, l'intégration de Mobisol (Allemagne) dans la nouvelle entité ENGIE Energy Access ainsi que la finalisation de l'intégration de Powerlines en Autriche.

Dans le cadre de ses partenariats, le Groupe peut notamment mettre en place des dispositifs contractuels de résolution des blocages au sein de partenariats *(deadlock resolution),* des clauses de sortie ou, en cas de conflit avec le(s) partenaire(s), des clauses de résolution de litige.

2.2.6.4 Risque d'acte de malveillance sur les patrimoines matériels et immatériels (*)

Les sites et installations industriels ou tertiaires du Groupe, constitutifs de son patrimoine matériel, peuvent être exposés à des actes de malveillance. L'information, constitutive de son patrimoine immatériel, qu'elle soit sur support informatique, physique ou véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe met en œuvre une politique de protection des patrimoines matériel et immatériel, intégrant les domaines techniques (dont informatique), juridiques, managériaux et organisationnels. Concernant le patrimoine matériel, les sites sensibles font l'objet de mesures de protection adaptées au contexte local et révisées selon l'état de la menace.

Dans le cadre du déploiement de la politique de protection des patrimoines, le Groupe a mis en place un système de recensement des incidents afin d'améliorer l'anticipation des risques et de renforcer la prévention, en vue de limiter les impacts en cas de survenance d'un acte de malveillance.

Concernant l'anticipation des menaces vis-à-vis du patrimoine matériel, le Groupe assure pour le compte des BU :

- une veille permanente et globale de l'ensemble des menaces visant les installations du Groupe. Les éléments recueillis sont transmis au responsable sûreté des BU ou des entités intéressées. Celles-ci sont chargées de prendre les mesures conservatoires urgentes et pérennes permettant d'assurer la protection des installations visées ;
- une veille globale "risques pays" permanente afin d'anticiper la menace et d'ajuster le niveau des mesures de protection.

En matière de protection des informations, le Groupe s'adapte en permanence avec pour double objectif :

- de traiter les incidents constatés ;
- de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse de données sensibles.

Le Groupe a mis en place un processus de remontée des incidents 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.

2.2.7 Risques sociaux et sociétaux

Le Groupe est 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".

2.2.7.1 Risques liés aux ressources humaines (**)

La transformation du Groupe comprend d'importants enjeux RH, tels que la capacité à adapter son profil de compétences et la capacité à fédérer ses collaborateurs autour de son projet.

L'année 2020 a été marquée par deux événements majeurs ayant un impact significatif sur les risques RH :

- la crise sanitaire mondiale susceptible d'accroître les risques psycho-sociaux suite au chômage partiel et au travail à distance ;
- le recentrage stratégique du Groupe (voir Section 1.2.2 "L'accélération stratégique 2020") qui pourrait entamer l'engagement des collaborateurs et dégrader le climat social pendant la période d'incertitude sur l'organisation cible détaillée et ses conséquences sociales.

Compétences

L'adaptation des compétences est un sujet récurrent avec la pénurie chronique de techniciens dans les métiers de services et les besoins de compétences dans les métiers du digital ou connotés "Data".

En matière de recrutement, le Groupe est particulièrement attentif aux deux risques suivants :

- des difficultés à trouver des candidats à l'apprentissage liées à une pénurie de profils s'orientant vers les filières techniques alors qu'ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir ;
- des difficultés à trouver sur le marché de l'emploi suffisamment de femmes formées à nos métiers présentent un risque de non atteinte des objectifs extra-financiers ambitieux en matière de responsabilité sociale.

Le Groupe doit également faire face à des enjeux de redéploiement face à des activités en décroissance du fait de décisions réglementaires (sortie progressive du nucléaire belge, fin des tarifs réglementés gaz en France en 2023) ou en cas de crise économique découlant de la crise sanitaire.

Adhésion des collaborateurs

L'ampleur et la rapidité de la transformation du Groupe nécessitent d'accompagner les managers et collaborateurs pour donner du sens et faire adhérer.

Risque de mouvements sociaux

Les évolutions d'organisation fortes que doivent vivre le Groupe et ses entités dans le cadre de la transformation peuvent être incomprises ou anxiogènes et peuvent générer du rejet ou des blocages.

Des réactions du corps social montrent qu'il est très sensible au fait d'être impliqué dans les discussions relatives aux évolutions liées à la crise sanitaire (télétravail par exemple) et sur les impacts économiques sur l'emploi.

Mesures de gestion des risques

Compétences

(voir Sections 3.4.2.1 "Le recrutement et la marque employeur" et 3.4.3 "Les politiques de développement des ressources humaines")

- Le dispositif ENGIE Skills permet chaque année de disposer d'une vision globale de l'évolution des métiers et des besoins en compétences du Groupe. Ce dispositif s'articule étroitement avec les deux autres leviers d'accompagnement RH de la transformation que sont ENGIE Mobility (pour la France et la Belgique) pour dynamiser le marché interne de l'emploi et ENGIE Schools, réseau interne international des écoles métiers du Groupe.
- Pour répondre à la pénurie structurelle de main-d'oeuvre et constituer un vivier de compétences, le Groupe met en place un programme ambitieux d'accueil d'alternants et a fixé un objectif d'avoir 10% d'alternants à l'effectif.
- Pour soutenir son ambition en termes de mixité, ENGIE s'est fixé un objectif extra-financier de rang 1 visant à atteindre 50% de femmes parmi les managers. À cette fin, il a déployé le projet "fifty-fifty" qui vise à créer les conditions nécessaires pour atteindre la parité managériale.

Adhésion des collaborateurs

(voir Section 3.4.2.2 "L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe")

- Le Groupe a reconduit en octobre 2020, pour la cinquième année consécutive, l'enquête d'engagement "ENGIE&Me". Adressée aux collaborateurs du Groupe partout dans le monde hors entités régulées, elle leur permet de s'exprimer sur les dimensions clés de l'engagement. Les principales forces du Groupe mises en évidence par l'enquête sont l'adhésion aux buts et objectifs d'ENGIE pour aller vers la neutralité carbone (+ 13 points) et l'indice d'engagement durable (+ 3 points).
- Par une communication régulière sur l'innovation, les nouveaux *business models* ou les autres sujets liés à la transformation, le Groupe favorise l'échange avec les collaborateurs afin de renforcer l'adhésion.
- Avec le "ENGIE Leadership Way", ENGIE promeut des comportements managériaux favorisant l'innovation et le développement des collaborateurs et a par ailleurs déployé une nouvelle politique de reconnaissance des experts essentiels à sa compétitivité.
- Le Groupe a poursuivi l'extension de la communauté des Ambassadeurs techniciens mise en place fin 2018. La Communau'Tech compte aujourd'hui 300 Français et 50 Italiens.
- En 2020, ENGIE a déployé ExpAND, le programme qui vise à identifier et reconnaitre les experts du Groupe, à développer des communautés d'expertise et à faire des ExpANDers des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe.

Risque de mouvements sociaux

(voir Section 3.4.6 "Dialogue social")

- Au sein des instances représentatives nationales et européenne et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en oeuvre de son ambition sociale.

2.2.7.2 Risques éthiques (**)

Les principaux risques identifiés sont : la corruption, l'atteinte aux droits humains, le manquement aux règles de concurrence, d'embargo, la fraude ou l'atteinte aux données personnelles *(Privacy)*. Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique, judiciaire que de réputation (voir Note 25 de la Section 6.2.2 "Notes aux comptes consolidés").

Mesures de gestion des risques

Afin de prévenir la survenance de tels risques, des politiques ainsi que des procédures de *compliance* éthique sont déployées dans tout le Groupe et sont applicables à l'ensemble de nos entités contrôlées. La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* promeut leur mise en œuvre généralisée au sein du Groupe en s'appuyant sur le management et sur le réseau d'*Ethics & Compliance Officers* et de *Data Protection Managers* ainsi que sur la formation des collaborateurs. Elles concourent à la conformité aux lois Sapin II et sur le Devoir de Vigilance ainsi qu'au Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles.

Les risques éthiques et de non-*compliance* sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains/devoir de vigilance font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*").

Par ailleurs, la politique sur l'analyse des risques éthiques liés aux projets d'investissement et aux grands contrats et le référentiel Droits Humains applicables à l'ensemble du Groupe demandent respectivement aux entités des analyses de risques corruption et droits humains pour tout nouveau projet.

Enfin, le Groupe a été certifié ISO 37001 en 2018 : l'audit de certification est suivi d'un programme de surveillance de deux ans (2019-2020) ; ces deux audits de surveillance ont été validés avec succès. Cette certification offre une garantie du système d'éthique et de *compliance* du Groupe.

2.2.7.3 Risque de réputation (**)

Le secteur de l'énergie fait l'objet de différents débats publics du fait de sa profonde mutation.

Le Groupe est exposé, directement ou indirectement, à des risques de réputation, notamment lorsque sont mises en cause les valeurs, l'éthique, l'excellence opérationnelle ou la légitimité d'opérateur du Groupe. Une atteinte à la réputation du Groupe pourrait avoir un impact sur son activité et sa capacité à obtenir de nouveaux contrats.

Mesures de gestion des risques

En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, la marque "ENGIE" (déposée dans plus de cent pays), fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe.

Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.2.6 "Risques industriels" et 2.2.7 "Autres risques opérationnels") et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation (voir Section 3.3.2 "Principaux risques sociétaux").

Le Groupe procède à une veille externe pour recenser les controverses, y compris celles sur les réseaux sociaux, où son nom est cité afin d'identifier et traiter à la source les problèmes éventuels.

2.2.7.4 Sûreté des personnes (**)

L'implantation internationale du Groupe peut exposer un certain nombre de ses collaborateurs, intervenants ou commettants à des risques sanitaires et sécuritaires. Cette menace est traitée au travers d'une organisation spécifique intégrant une "veille pays".

Les activités du Groupe dans des zones où l'instabilité politique, économique ou sociale est grande induisent des risques pour la sûreté de certains collaborateurs. Parmi les pays sensibles il est possible de citer le Pérou, la Colombie, le Mexique, l'Indonésie, les Philippines. Les risques liés au terrorisme qui cible la communauté française et ses intérêts sont considérés comme n'ayant jamais été aussi hauts. Les attentats en France, les manifestations violentes contre la France dans certains pays sont autant de facteurs pesant sur la sûreté des salariés.

Mesures de gestion des risques

Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés à la sûreté : terrorisme, conflits armés, troubles politiques ou sociaux, criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, survenance de situations "non conventionnelles".

Les zones géographiques font l'objet d'une classification à laquelle correspondent des mesures particulières de prévention et de protection. Pour mener à bien cette mission, le Groupe s'appuie sur les services de l'État mais aussi sur des prestataires spécialisés.

Des actions sont mises en œuvre dans l'ensemble des BU sous l'impulsion de la Direction de la Sûreté du Groupe. À titre d'illustration sont déployés :

- des outils contribuant à la formation, à l'information, au suivi et à l'assistance des collaborateurs ;
- un système d'alerte, d'analyse et de prévention actualisé de façon permanente par des prestataires spécialisés et reconnus. Le Groupe se coordonne avec ces prestataires pour la gestion des risques sécuritaires et sanitaires.

2.2.7.5 Santé et sécurité au travail (*)

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents graves 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 psycho-sociaux.

Le Groupe a identifié un risque particulier de focalisation des salariés sur les consignes de prévention de la Covid-19 au détriment des règles visant à maîtriser les autres risques de santé-sécurité. Pour contrecarrer cette baisse de vigilance potentielle, une campagne de communication spécifique a été déployée.

Par ailleurs, la pandémie peut entraîner une augmentation sensible des risques psychosociaux chez certains collaborateurs liés à plusieurs facteurs, tels que la limitation des contacts sociaux pouvant aller jusqu'à l'isolement, en particulier en télétravail, la crainte d'une contamination pour soi ou ses proches, la diminution des échanges avec le management compte tenu des nouvelles conditions de travail.

Mesures de gestion des risques

La politique Groupe Santé-Sécurité a fait l'objet d'accords avec les fédérations syndicales au niveau européen puis mondial. Cette politique est déclinée en plans d'action pluriannuels. En 2020, le plan d'actions 2016-2020 a été mis en œuvre, et le plan d'action 2021-2025 a été défini. Il intègre un programme d'actions spécifiques "No life at risk", "No mind at risk", "No asset at risk". Ce programme est destiné à poursuivre l'amélioration continue des résultats et le développement de la culture sécurité, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres. Les dispositions mises en place sont décrites en Section 3.4.8 "Politique de santé et sécurité".

En 2020, les BU se sont appuyées sur quatre leviers d'engagement pour renforcer la culture sécurité et orienter les pratiques et comportements de chacun :

- le leadership des managers : accroître la responsabilisation de tous les managers dans la prise en compte des risques santé sécurité ;
- l'anticipation des risques en priorisant l'identification et la maîtrise des évènements à haut potentiel de gravité (dits "HiPo") ;
- l'intégration des sociétés nouvellement acquises en les amenant rapidement aux standards du Groupe ;
- l'acculturation, en partageant notre culture santé sécurité avec tous nos salariés et tous nos sous-traitants.

Le Groupe a la volonté de se préoccuper du bien-être physique et mental de tous ses salariés, ceux-ci constituant sa principale ressource stratégique. En 2020, cette ambition s'est concrétisée par les actions suivantes :

- l'établissement de diagnostics à partir de baromètres et d'enquêtes de climat social ;
- pendant la pandémie, des enquêtes destinées à évaluer notamment la qualité de vie au travail des salariés ;
- le développement de formations des managers sur la prévention des risques psycho-sociaux ;
- la mise à disposition des salariés d'outils d'assistance (via des lignes téléphoniques dédiées) ;
- la mise en œuvre de campagnes de sensibilisation et de prévention.

Les dispositions qui ont été prises pour gérer la pandémie de la Covid-19 sont décrites en Section 3.9 "Plan de vigilance (synthèse)".

2.3 Procédures de contrôle interne

2.3.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

2.3.1.1 Référentiel

Le contrôle interne d'ENGIE s'appuie sur le référentiel COSO II *(Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)* et sur le cadre de référence de l'AMF. Il comprend cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

2.3.1.2 Objectifs du contrôle interne

Le contrôle interne d'ENGIE vise à fournir une assurance raisonnable quant à l'atteinte des objectifs suivants : conformité aux lois et réglementations, fiabilité de l'information comptable et financière et réalisation et optimisation des opérations. Le contrôle interne s'adapte aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

2.3.1.3 Limites du contrôle interne

Le contrôle interne ne peut fournir une assurance absolue, notamment en raison de possibles dysfonctionnements liés à une erreur ou à une défaillance humaine et d'arbitrages entre les coûts liés à l'éventuelle occurrence d'un risque et le coût des dispositifs censés la prévenir.

2.3.1.4 Programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées significatives en s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques. Au travers du programme Groupe *INternalCOntrol over Management Efficiency ou INCOME,* ENGIE a suivi 188 entités en 2020.

2.3.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.3.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, dont la décentralisation, l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant est responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est chargée de l'animation et de la coordination du dispositif Groupe. Elle met à jour un référentiel, une méthodologie et un système d'information permettant de consolider les évaluations du dispositif.

2.3.2.2 Éléments du 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 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 Recrutement, formation et gestion de compétences

La qualité, l'engagement et la compétence des collaborateurs sont des conditions nécessaires à la maîtrise des opérations du Groupe. Dans le respect des politiques RSE et de diversité, le recrutement, la formation et la gestion des talents contribuent au dispositif de contrôle interne. Ils permettent d'assurer le niveau de compétence requis dans tous les domaines, notamment ceux nécessitant des expertises spécifiques (voir Section 3.4 "Informations sociales").

2.3.2.2.3 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 (DDSI). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions Corporate correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. Les BU sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSI. Les systèmes de contrôle industriel (ICS) sont sous le contrôle conjoint de la Direction *Global Care* et de la DDSI, qui anime les actions de sécurisation technique et s'assure de leur raccordement à la plateforme de supervision de cybersécurité du *Global Security Operations Center*.

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. Les Directeurs Informatiques des BU sont en charge des plans de reprise d'activité des SI et les RSSI (responsable de la sécurité des systèmes d'information) de BU le sont de la cybersécurité.

2.3.2.2.4 Politiques et normes internes

L'ensemble des décisions, normes et procédures émises par le Corporate définissant les modes de fonctionnement du Groupe est mis à disposition sur son intranet. 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 met à disposition des collaborateurs du Groupe 61 référentiels couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, systèmes d'information, clôture comptable, taxes, trésorerie, etc.). Chaque référentiel détaille les risques inhérents et les contrôles clés conçus pour les maîtriser. La Direction du Contrôle Interne diffuse à l'attention des entités des guides méthodologiques relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités. Elle met à jour et diffuse des bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des Administrateurs, la protection des données, etc.

2.3.2.3 Les acteurs du dispositif

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

2.3.2.3.1 Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration 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 Comex 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. Ils veillent à la mise en œuvre des activités de contrôle, analysent les résultats, corrigent les déficiences et cherchent à améliorer l'efficience de leur dispositif.

Les Comités de Direction des BU et des entités sont responsables de la mise en place et de la supervision du contrôle interne couvrant les périmètres de leurs activités. Ils jouent un rôle essentiel dans la qualité de l'environnement de contrôle : promotion des valeurs du Groupe, définition de l'organisation, évaluation des résultats, etc.

2.3.2.3.3 La deuxième ligne de maîtrise

Elle est organisée en filières pilotées par les Directions Corporate du Groupe.

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

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 financière et boursière, droit de la propriété intellectuelle, droit de la concurrence et de la régulation, droit financier.

Au sein du Secrétariat Général, **la Direction Juridique Éthique, *Compliance & Privacy*** est chargée du pilotage des filières juridiques et éthiques qui ont pour missions d'encadrer juridiquement les activités du Groupe ainsi que d'assurer leur adéquation avec les principes éthiques dont le Groupe s'est dotés.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise veille à la conformité d'ENGIE en matière environnementale, évalue le niveau de maturité environnementale des différentes composantes du Groupe et réalise le *reporting* environnemental réglementaire.

La Direction du Contrôle Interne coordonne la mise en œuvre de la politique contrôle interne validée par la Direction Générale. Elle anime un réseau de correspondants en charge, sous la responsabilité des dirigeants des entités, de piloter le contrôle interne. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires et celles du Groupe afin d'adapter les dispositifs. Elle organise des sessions de formation et d'information.

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 intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques et d'entretiens avec les dirigeants opérationnels. Ce plan peut être enrichi à la demande du Comex en fonction des priorités du Groupe. Présenté pour approbation au Comité d'Audit, le plan est conçu afin de couvrir l'ensemble des entités et permet de vérifier la qualité de l'environnement de contrôle et la maîtrise des activités.

L'Audit Interne contribue à l'évaluation de la fiabilité des auto-évaluations des contrôles du programme INCOME et du contrôle interne des processus opérationnels et financiers. Il présente ses conclusions aux dirigeants des BU et des entités. Il rend compte au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.3.3 Le contrôle interne propre à l'information financière

2.3.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités Groupe 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 et adapte les principes en conséquence. Au sein de la Direction des Comptabilités Groupe, deux Directions optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes : la Direction des Consolidations Groupe et la Direction des Normes Comptables. Ces Directions confortent la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

La Direction Entreprise Performance Management a pour objectif d'établir des 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 la filière Contrôle de Gestion dans la définition et la mise en œuvre des processus et outils. Elle assure le pilotage du programme de performance du Groupe.

La Direction Solutions Informatiques Filière Finance est une activité régalienne au niveau du Corporate pour la stratégie SI de la Fonction Finance, ainsi que pour la détermination et le pilotage des politiques, normes et standards de solutions informatiques propres à la filière. Le déploiement des applications et infrastructures est assuré de manière distribuée dans les BU et Métiers, en conformité avec les politiques définies par le Corporate. À ce titre, la DSI Filière Finance 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 l'application informatique SAP *Business Objects Financial Consolidation* pour la consolidation des comptes et le *reporting* de contrôle de gestion au Groupe. La responsabilité de la gestion de cette application 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 Fiscale Groupe 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. La Direction Fiscale Groupe 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 BU qui assument des responsabilités fiscales en termes de conformité et de transparence.

La Direction Relations Investisseurs est responsable des relations avec les investisseurs institutionnels ainsi que les analystes. S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du Corporate est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Les autres informations issues du processus de *reporting* légal et entrant dans le cadre de l'information réglementée au sens de la réglementation AMF sont fournies par la Direction des Comptabilités. 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 BU. Celles-ci sont responsables de la production des comptes sociaux des entités juridiques et de leur transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le Corporate et 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 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 ses activités se rapportant aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

2.3.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités Groupe est responsable de la production des comptes consolidés. Elle bénéficie du soutien de l'*Enterprise Performance Management* et du contrôle de gestion des BU. 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 BU, qui font de même vis-à-vis des données communiquées par les entités de *reporting*.

Les CEO et les CFO de BU 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

Toutes les BU du Groupe produisent annuellement un Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT), un budget et des réestimés. La Direction Enterprise Performance Management élabore à cette fin des instructions à l'attention de chaque BU détaillant les hypothèses macroéconomiques, les indicateurs financiers et non financiers, le calendrier et la segmentation du périmètre d'activité. Chaque BU a la responsabilité de transmettre ces instructions aux filiales et entités de *reporting* de son périmètre après les avoir complétées d'éventuelles spécificités métier.

Le Comité Exécutif valide pour chaque BU 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 Plan d'Affaires à Moyen Terme (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 Comité d'Audit et en Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies réunis, puis en Conseil d'Administration.

2.3.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre INCOME, les managers opérationnels supervisent la mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux faiblesses détectées. Ils autoévaluent les contrôles clés avec le support des contrôleurs internes des entités. L'audit interne contribue quant à lui à vérifier la qualité de ces auto-évaluations et celle de l'environnement général de contrôle. Hors périmètre INCOME, les référentiels de contrôle interne et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des entités. Ceci permet de couvrir des domaines sensibles tels que la séparation des tâches et la protection des actifs.

Le Groupe met par ailleurs en œuvre un système d'engagement impliquant les dirigeants des BU et des principales Directions Corporate quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs organisations. Chaque année se tiennent des réunions entre la Direction du Contrôle Interne et les Commissaires aux comptes afin de partager les analyses relatives à la qualité des dispositifs existants et d'identifier les plans d'action permettant de remédier aux faiblesses relevées.

2.3.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

En 2019, la Direction du Contrôle Interne a mis à jour la politique contrôle interne du Groupe, approuvée par le Directeur Général. Parmi les nouvelles priorités figure l'automatisation des activités de contrôle. Lancé à cet effet, le projet Highbond a poursuivi son déploiement, en commençant par les contrôles délégués par les BU à GBS.

3

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 66
- 3.1.1 Politique et gouvernance RSE 66
- 3.1.2 Objectifs RSE 2030 66
- 3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*) 67
- 3.1.4 Certification *Science-Based Targets* 68

3.2 Modèle d'affaires 69

3.3 Analyse des principaux enjeux et risques RSE 71
- 3.3.1 Principaux risques environnementaux 76
- 3.3.2 Principaux risques sociétaux 78
- 3.3.3 Principaux risques sociaux 79
- 3.3.4 Principaux risques de gouvernance 81

3.4 Informations sociales 82
- 3.4.1 Données sociales 83
- 3.4.2 Attraction, recrutement et fidélisation des talents 84
- 3.4.3 Les politiques de développement des ressources humaines 86
- 3.4.4 Engagement social : une entreprise citoyenne et solidaire 88
- 3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié 91
- 3.4.6 Dialogue social 92
- 3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux 93
- 3.4.8 Politique de santé et sécurité 94

3.5 Informations environnementales 97
- 3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 97
- 3.5.2 Le management environnemental 97
- 3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 98
- 3.5.4 Les actions du Groupe 100

3.6 Informations sociétales 105
- 3.6.1 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 106
- 3.6.2 Lutte contre la précarité 106
- 3.6.3 Transition juste 107

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 108

3.8 Éthique et *compliance* 109
- 3.8.1 Gouvernance éthique et *compliance* 109
- 3.8.2 Évaluation des risques 109
- 3.8.3 Textes de référence 109
- 3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques 110
- 3.8.5 Formations et sensibilisations 110
- 3.8.6 Contrôles et certifications 111

3.9 Plan de vigilance (synthèse) 111
- 3.9.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 111
- 3.9.2 Évaluation des tiers 114
- 3.9.3 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 114
- 3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 114

3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière 115

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 117

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). Ils amendent ainsi l'article 225 du Code de commerce qui imposait aux entreprises d'intégrer leurs informations sociales, environnementales, sociétales dans leur rapport de gestion.

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

- 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 risques RSE" ;
- 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 "Gouvernance"), le plan de vigilance (voir Section 3.9 "Plan de vigilance (synthèse)") et des règles d'éthique (voir Section 3.8 "Éthique et *compliance*").

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

Les principes fondamentaux de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise sont développés dans la raison d'être du Groupe, inscrite dans les statuts du Groupe.

Repenser le paysage énergétique mondial est devenu aujourd'hui une nécessité face au changement climatique.

L'urgence de réduire l'impact environnemental se traduit par la nécessité de mettre en action un système énergétique plus décarboné, plus décentralisé, plus digitalisé et plus sobre. La recherche d'impacts positifs sur la planète et sur la population nourrit la démarche sociétale du Groupe.

3.1.1 Politique et gouvernance RSE

La politique de Responsabilité Sociétale d'Entreprise (RSE) 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 et des services associés au-delà de l'énergie. 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 avec pour chaque BU un Directeur Développement Durable et un Directeur Environnement. Pour mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets, il est complété d'un réseau interne d'ambassadeurs RSE mondial.

La Direction RSE présente régulièrement des sujets d'actualité (*Science-Based Target, Task force on Climate-related Financial Disclosures,* engagements RSE, discussions avec la société civile) et un bilan annuel (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe et des BU) au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration (CEEDD).

La Direction RSE co-préside le Comité Financement vert avec la Direction Financière en charge d'instruire les projets susceptibles d'être financés par les obligations vertes régulièrement émises sur le marché par le Groupe. Elle co-préside également le Comité Devoir de Vigilance.

La Direction de la 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 des forums de discussion, afin de travailler sur la durabilité d'offres, de projets et de services en lien avec les opérationnels du Groupe. Le Groupe organise régulièrement des formations sur le développement durable et sur l'engagement des parties prenantes pour ses collaborateurs.

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

Par ailleurs, la Direction RSE a lancé un chantier pour s'assurer du déploiement et de la bonne mise en œuvre de la raison d'être. S'appuyant dans un premier temps sur une analyse détaillée de la raison d'être afin d'en préciser les définitions – notion d'impact positif en particulier, des outils sont en cours de développement pour faciliter cette mise en œuvre : objectifs RSE de long terme, taxonomie interne, outil de compatibilité et processus de *reporting* intégré. La Direction RSE s'est associée à d'autres directions afin de développer ces outils et de les déployer dans les équipes, de mettre à jour les processus majeurs du Groupe en y intégrant la prise en compte de la raison d'être. L'ensemble de ces travaux vise à s'assurer de la cohérence des décisions prises avec la nouvelle raison d'être d'ENGIE.

3.1.2 Objectifs RSE 2030

En 2020, le Groupe s'est donné 19 objectifs RSE 2030 en accord avec sa raison d'être et ses nouvelles orientations stratégiques.

Pour chaque objectif, ont été désignés un membre du Comex comme sponsor ainsi qu'un pilote qui se coordonnent avec la filière concernée pour mettre en œuvre les actions nécessaires à l'atteinte de l'objectif.

Les résultats 2020 des huit objectifs-clés (dits de rang 1) sont présentés à la Section 1.5.3 du présent document.

3.1.3 Trajectoire Climat (en lien avec les recommandations TCFD : *Task Force on Climate-related Financial Disclosures*)

3.1.3.1 Gouvernance

Le CEEDD étudie et statue sur les questions liées au climat et en particulier sur les points concernant la mise en œuvre des recommandations de la TCFD, les objectifs de décarbonation et la politique climatique. Ce rôle a été confirmé par son inscription dans le règlement intérieur du Conseil d'Administration en 2019.

Afin de remplir cette mission, le CEEDD s'appuie sur un point climat annuel, une analyse de risques et d'opportunités liés au climat, ainsi que d'autres éléments plus spécifiques (avancement du plan d'adaptation par exemple). 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 un comité de suivi et de gestion des objectifs de décarbonation du Groupe, ainsi qu'un comité de suivi et de mise en œuvre des recommandations de la TCFD.

En complément, le Groupe a mis en place des modules de formation dédiés 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 présent dans ces formations.

Par ailleurs, la Direction RSE propose au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, des critères de rémunération du Directeur Général qui associent les principaux enjeux RSE d'ENGIE. L'évolution des émissions gaz à effet de serre (GES) du Groupe en fait partie.

3.1.3.2 Stratégie

En lien avec la raison d'être, la contribution à la décarbonation de l'économie est au cœur de la stratégie du Groupe.

Elle se concrétise également par des engagements de moyen-long terme d'une trajectoire des émissions de GES compatible avec l'Accord de Paris (certification SBT) (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 scénarii de décarbonation (travaux entrepris dans le cadre de la démarche d'adaptation d'ENGIE), en variant les hypothèses de développement de ses activités.

Ces engagements sont d'ores et déjà traduits dans les processus du Groupe, avec par exemple l'allocation de budgets carbone aux principaux métiers ainsi qu'une révision de la note de cadrage d'investissement.

Par ailleurs, le changement climatique est porteur de nouvelles opportunités : il encourage fortement le développement de nouvelles technologies et solutions qui sont autant d'opportunités pour le Groupe, notamment en matière de :

- fort développement des énergies renouvelables électricité et gaz qui sont plus efficaces énergétiquement (par exemple les réseaux de chaleur et de froid) ;
- 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 :

- **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 2015, date de l'Accord de Paris sur le climat, le Groupe a réduit ses émissions directes de près de 60%. Il s'est fixé de nouveaux objectifs ambitieux à horizon 2030 – certifiés par SBTi.

  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 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 index climatiques porteurs d'impacts pour nos activités (hausse des températures, inondations, sécheresses, vents, vagues de chaleur). En complément, le Groupe a conclu un partenariat avec l'Institut Pierre Simon Laplace pour disposer des données d'évolutions climatiques à horizons 2030 et 2050.

  Outre la gestion des risques, les couvertures assurantielles et les plans de continuité à court terme, un plan adaptation pour les actifs à risques à horizons 2030 et 2050 est en cours d'élaboration.

3.1.3.4 Indicateurs et objectifs

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

Les résultats des objectifs de décarbonation sont présentés en Section 1.5.3.

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 CO_2 éq. aux engagements de l'Accord de Paris.

Soucieux de sa responsabilité environnementale, ENGIE a soumis en fin d'année 2019 une demande de certification de ses émissions de CO_2 éq. aux engagements +2 °C de l'Accord de Paris. Il a obtenu cette certification en février 2020.

Pour cela, le Groupe s'est engagé sur deux points :

- réduire l'intensité carbone de sa production d'électricité (scopes 1 et 3) de 52% d'ici 2030 par rapport à 2017 ;
- réduire les émissions de l'usage des produits vendus (scope 3) de 34% d'ici 2030 par rapport à 2017.

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

En complément des analyses de trajectoires potentielles d'émissions de GES que l'engagement SBT a induit, ENGIE a lancé un chantier dédié à la Neutralité Carbone. Ces travaux ont mobilisé de nombreuses entités du Groupe. Ils se sont focalisés sur toutes les composantes de la décarbonation qu'il s'agisse des émissions des actifs industriels, de celles issues de l'activité des salariés ou encore des impacts sur la chaîne de valeur, soit sur l'ensemble des émissions scopes 1, 2 et 3 du Groupe.

Le Groupe a de plus développé une méthode d'évaluation de sa contribution aux émissions évitées chez ses clients, méthode qu'il propose de partager afin de standardiser cette approche.

ENGIE s'est engagé à mettre fin à son activité charbon en 2025 pour l'Europe et en 2027 pour le reste du monde sur la totalité de ses actifs charbon.

Cette sortie du charbon se réalise par des conversions, des cessions ou des fermetures 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 s'avère souvent impossible lorsque la centrale charbon contribue à la sécurité énergétique d'un État.

Enfin, lorsque ENGIE se résout à une cession de centrale charbon, il choisit toujours le partenaire acheteur en prenant en compte des considérations de nature RSE. 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.

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 :

Renouvelables (1,6 Mds€ soit 17% EBITDA)

Eolien	Solaire	Biogaz/Biomasse	Hydraulique
• 10,1 GW • 1er producteur éolien terrestre en France • Activités sous PPA	• 3,1 GW • 1er producteur en France • Activités sous PPA	• 0,3 GW • 1er producteur en France • Activités sous PPA	• 17,9 GW (hors *pumped storage* : 3,3 GW) • 1er producteur alternatif en France • Activités sous PPA

Infrastructures (3,9 Mds€ soit 42% EBITDA)

Transport	Stockage	Distribution
• Marques : GRTgaz et Elengy (France), filiales de transport gaz en Allemagne, Mexique, TAG (Brésil, Gralha Azul (Brésil), ... • Positionnement : 1er transporteur en France et 2e en Europe – par le biais de filiales indépendantes, 1er opérateur de terminaux en France et 2e en Europe • Activités : Gestion de lignes de transport, d'électricité et de gaz	• Marques : Storengy France, Storengy Deutschland, Storengy UK • Positionnement : Leader du stockage souterrain de gaz en Europe • Activités de stockage régulées en France, concurrentielles au UK et en Allemagne	• Marques : GRDF (France), Distrigaz (Roumanie), Engie MaxiGas (Mexique), Turquie, Argentine, Thaïlande • 1er réseau de distribution de gaz naturel en Europe – par le biais de filiales indépendantes • Activités majoritairement régulées

Solutions clients (1,2 Mds€ soit 13% EBITDA)

Villes et collectivités	Industries	Tertiaire

• Marques : ENGIE Solutions en France, Hors France : ENGIE Cofely, ENGIE Axima, ENGIE Ineo, ENDEL ENGIE, TRACTEBEL
• Salariés
• Positionnements :
  • 1er opérateur mondial de réseaux de froid
  • 350 réseaux de chaleur et de froid dans 20 pays
  • 4e opérateur de réseaux de chaleur (en TWh)
  • 2e fournisseur mondial de bornes de recharge électrique
• Activités : Gestion de réseaux urbains d'énergie, Mobilité verte (GNV, hydrogène), Smart city : Solutions pour les villes (1,5 millions de points d'éclairage public, Vidéosurveillance)
	• Marques : ENGIE Solutions en France, Hors France : ENGIE Cofely, ENGIE Axima, ENGIE Ineo, ENDEL ENGIE, TRACTEBEL
	• Salariés
	• Positionnements :
	  • 1er fournisseur de services d'efficacité énergétique
	  • 2e fournisseur d'installation en Europe
	  • Leader dans les installations solaires pour les clients industriels et commerciaux
	• Activités : Production décentralisée d'énergie, Systèmes et plateformes numériques
		• Marques : ENGIE Solutions en France, Hors France : ENGIE Cofely, ENGIE Axima, ENGIE Ineo, ENDEL ENGIE, TRACTEBEL
		• Salariés
		• Positionnements :
		  • 1er fournisseur de services d'efficacité énergétique
		• Activités : Gestion intelligente des bâtiments, Facility Management, Systèmes et plateformes numériques

Thermique (1,6 Mds€ soit 17% EBITDA)

Gaz naturel	Charbon
• 52,5 GW • Présence majeure au Moyen-Orient (30,1 GW) • Activités sous PPA	• 4,3 GW • Sortie en cours

Autres activités (1,0 Mds€ soit 11% EBITDA)

Clients BtoC	Nucléaire	Fourniture d'énergie
• Marque : ENGIE • 24 M de contrats dont 11 M en France • 126 TWh de vente de gaz et 36 TWh de vente d'électricité • 1er fournisseur français de gaz naturel	• 6,2 GW • 1er producteur en Belgique • Activités sous PPA	• Approvisionnement et gestion d'actifs gaziers • Gestion et valorisation d'actifs électriques • Fourniture d'énergie • 8 plateformes de trading • Activités commerciales dans plus de 50 pays

Les quatre blocs d'activités du Groupe (Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients, Thermique) 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

LES RESSOURCES

Capitaux Financiers
capitaux propres, capitaux empruntés...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Industriels
actifs industriels, dépenses d'investissement, de développement, de maintenance...
Cf. Section 6.2 "Comptes consolidés"

Capitaux Intellectuels
effectifs et dépenses R&D et innovation...
Cf. Section 1.3 "Innovation, R&D"

Capitaux Humains
effectifs, dépenses de personnel et de formation...
Cf. Section 3.4 "Informations sociales"

Capitaux Sociétaux
parties prenantes mobilisées en interne et en externe...
Cf. Section 3.6 "Informations sociétales"

Capitaux Naturels
volumes et dépenses d'achat de matières premières, de fournitures autres, dépenses liées à la préservation de l'environnement...
Cf. Sections 3.5 "Informations environnementales" et 3.7 "Achats, sous-traitants et fournisseurs"

LE BUSINESS MODEL

- Renouvelables
- Infrastructures
- Solutions clients
- Thermique
- Autres activités

LA CRÉATION DE VALEUR

Une transition énergétique durable
Capacités de production renouvelables, taux de renouvelable du portefeuille, taux de recyclage des déchets, taux de réduction des émissions de CO_2 et autres polluants, % de sites de production avec un plan environnemental concerté avec les parties prenantes...
Cf. Section 3.5 "Informations environnementales"

Une transition énergétique rentable
croissances organiques du chiffre d'affaires et de l'EBITDA, taux de rémunération des actionnaires, ROCE...
Cf. Sections 1.2 "Chiffres clés" et 6.2 "Comptes consolidés"

Une transition énergétique pour demain
investissements dans l'innovation et le digital, nombre de labs créés...
Cf. Section 1.5 "Politique de l'innovation, recherche, technologies"

Une transition énergétique pour tous
montant récurrent des impôts payés, montant des achats locaux, % de PME parmi les fournisseurs, nombre de clients bénéficiaires des tarifs sociaux, nombre de bénéficiaires à un accès à l'énergie
Cf. Sections 3.6 "Informations sociétales" et 3.7 "Achats, sous-traitance et fournisseurs"

Une transition énergétique qui rassemble
politique de rémunération, taux d'actionnariat salarié, taux d'engagement des salariés, taux de fréquence des accidents, % de sites industriels ayant mis en place un dispositif de dialogue avec les parties prenantes
Cf. Sections 3.4 "Informations sociales" et 3.6 "Informations sociétales"

ENGIE vise à créer en son sein un ensemble (nom de code BRIGHT) au 1er juillet 2021, leader des services d'installation et de maintenance multi-technique. Cette entité développera ses compétences principalement dans les domaines des génies électrique, climatique et énergétique, et aussi dans les domaines des télécommunications, de la vidéo et du digital, pour des clients industriels, tertiaires ou des collectivités.

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 comprendre les attentes et priorités de ses parties prenantes, celles de son management et mieux cibler sa stratégie et ses actions.

Il en résulte 20 enjeux répartis selon quatre catégories à savoir : quatre fondamentaux, sept matériels, deux majeurs, et sept décisifs.

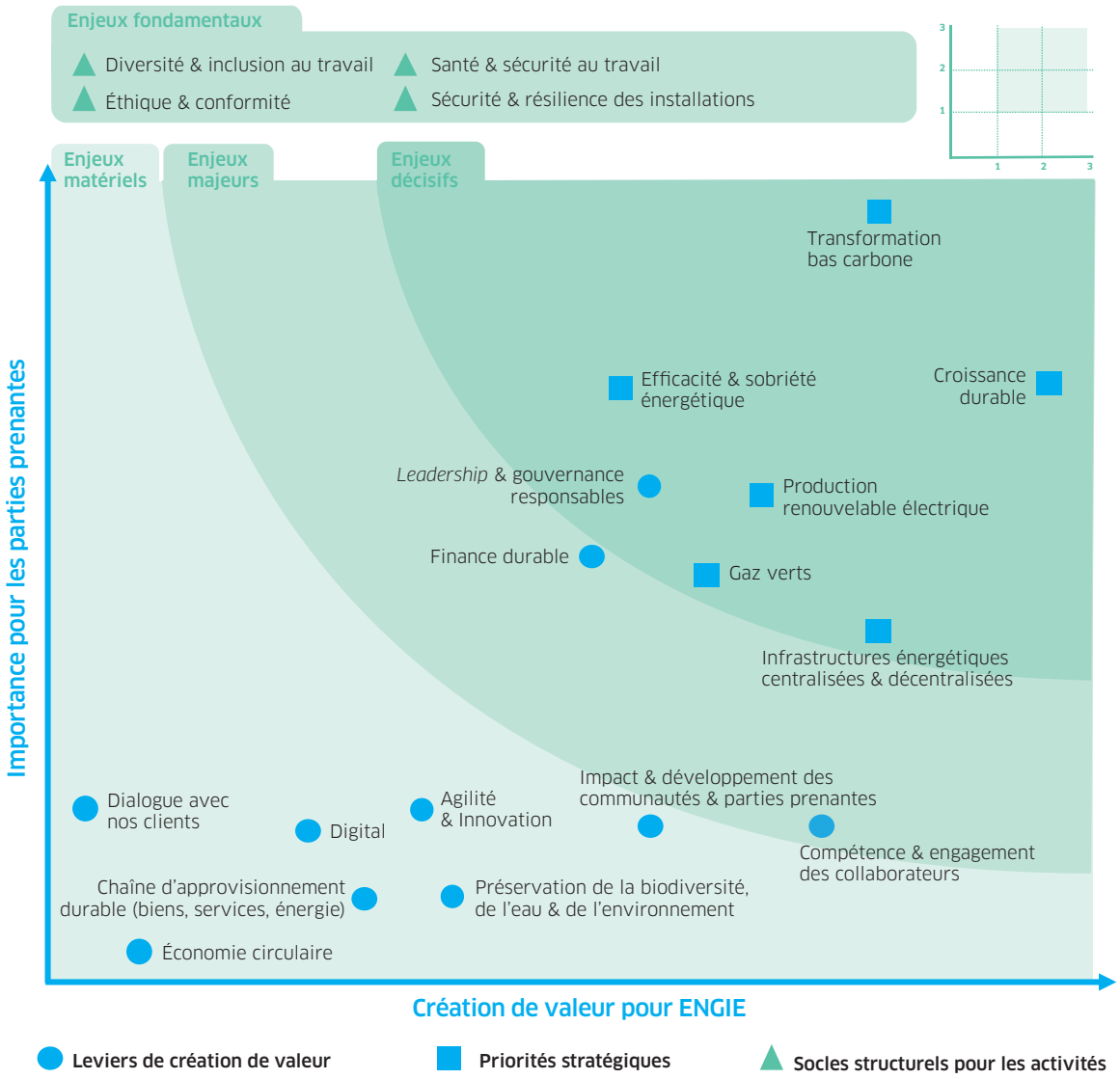
Les enjeux fondamentaux constituent des enjeux pérennes constituant le socle fondateur pour un exercice responsable des activités industrielles et commerciales du Groupe. De ce fait, ils n'ont pas été interclassés, ni comparés aux autres enjeux. Les autres enjeux ont été évalués et classés selon trois catégories de matérialité croissante :

- les enjeux matériels qui contribuent à la création de valeur du Groupe ;
- les enjeux majeurs qui contribuent de manière importante à celle-ci ;
- et 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 (axe des ordonnées) ;
- en fonction de l'impact en termes de création de valeur pour ENGIE (axe des abscisses).

La méthodologie de construction de cette matrice est accessible sur le site internet du Groupe (espace Responsabilité Sociétale d'Entreprise).



Les définitions des enjeux 2020 sont précisées dans les tableaux suivants :

Enjeu	Définitions 2020
1. *Leadership* & gouvernance responsables	Garantir un *leadership* 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 notre expertise digitale au service de la transition énergétique en offrant à nos 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 nos 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 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 protection des données personnelles de nos collaborateurs et de nos 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'intrapreneuriat dans nos pratiques.
6. Santé & sécurité au travail	Garantir la sécurité et des conditions de travail optimales pour nos collaborateurs, contractants et sous-traitants 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 de nos salariés comme de nos 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 maitriser 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 de nos chaînes d'approvisionnement et de nos pratiques de travail.
11. Production renouvelable électrique	Renforcer notre 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 nos 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 électrique, 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	Définitions 2020
14. Agilité & Innovation	Faire évoluer la culture d'entreprise vers une plus grande agilité et ouverture à l'innovation ; renforcer nos capacités d'évolution (adaptation des business models et de l'organisation de 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 nos clients	Engager un dialogue d'ordre stratégique avec nos clients actuels et historiques afin de les accompagner au mieux dans leur transformation bas carbone ; sensibiliser l'ensemble de nos clients à nos valeurs et engagements ; développer une relation partenariale de qualité et s'adapter aux spécificités de nos implantations géographiques ; s'engager sur une performance (énergétique, carbone,...) à long terme auprès de nos clients.
16. Éthique & conformité	Garantir une conduite responsable des affaires à travers des pratiques éthiques robustes et transparentes au niveau des activités opérationnelles (ex. anti-corruption, fiscalité).
17. Impact & développement des communautés et parties prenantes	Œuvrer pour le respect des droits humains sur toute notre 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	Œuvrer en faveur d'une finance durable à travers : la promotion d'instruments financiers responsables (green bonds, 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 nos clients à travers nos offres ainsi qu'au niveau de nos infrastructures.

Ces 20 enjeux génèrent des risques et des opportunités RSE. Ces risques RSE sont classés conformément à la réglementation 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.

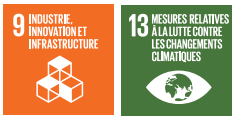
L'analyse des risques retenue au Chapitre 2 "Facteurs de risques et contrôle" diffère de l'analyse de ces risques RSE. Au Chapitre 2, les risques dits "risques matériels spécifiques nets" sont évalués et hiérarchisés. Ils sont propres aux activités d'ENGIE et peuvent avoir un impact financier à court ou moyen terme dans le cadre de décisions d'investissement concernant ENGIE. Ils sont qualifiés de "nets" car supposés matériels même après avoir pris en compte l'impact des mesures prises par le Groupe pour les gérer.

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, car ils ne tiennent pas compte des mesures de gestion prises par ENGIE.

Ces approches différentes justifient 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	*Sécurité industrielle :* il correspond au risque d'atteinte à l'intégrité des personnes ou des biens du fait des activités opérationnelles du Groupe.	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	
B	*Sûreté nucléaire :* il correspond aux risques spécifiques en cas d'accidents pouvant conduire à des rejets radioactifs issus des centrales nucléaires du Groupe.		
C	*Cyber-attaque des systèmes industriels :* il correspond à l'attaque des systèmes de commande industriels.		
D	*Atteinte aux patrimoines matériels et immatériels par malveillance :* il correspond 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	*Contribution au changement climatique*	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	
F	*Impact du changement climatique*		
G	*Biodiversité*		
H	*Stress hydrique*		
I	*Gestion des déchets*		
J	*Pollution atmosphérique*		
K	*Pollution du milieu environnant*		

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	*Acceptation sociale :* les activités du Groupe impliquent la détention de divers permis et autorisations dont l'obtention ou le renouvellement auprès des autorités réglementaires compétentes peut impliquer des procédures longues et coûteuses. Le Groupe peut être confronté à l'opposition de la population locale ou d'associations lors de l'installation ou de l'exploitation de certains équipements.	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	
M	*Gestion de grands projets :* avec notamment le non-respect du coût, des délais de construction et de la performance opérationnelle des grands projets industriels.		
N	*Réputation :* incapacité de l'entreprise à instaurer et conserver la confiance des parties prenantes et à en obtenir les bénéfices qui y sont associés, incapacité à maintenir les valeurs et les normes sociales de l'entreprise y compris chez ses fournisseurs ou sous-traitants, incapacité de l'entreprise et du projet à bâtir et protéger son image de marque, incapacité des projets visant un meilleur accès à l'énergie à atteindre leurs cibles.		

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	*Compétences :* c'est-à-dire la pénurie de personnes qualifiées, l'indisponibilité de ressources flexibles en fonction des besoins, la 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.	Adaptation aux évolutions des métiers Attrait du Groupe auprès des jeunes sensibles à la neutralité carbone Digitalisation améliorant l'efficacité du travail	
P	*Adhésion des salariés :* dans le cadre de la transformation du Groupe, le manque d'adhésion peut conduire à des mouvements sociaux.		

Enjeu 7 : Diversité et inclusion au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
Q	*Diversité :* non-représentativité de la population salariée par rapport à la société dans laquelle le Groupe évolue.	Rôle sociétal du Groupe bénéfique à sa réputation interne et externe Inclusivité de l'entreprise Reflet de la société Attractivité du Groupe	
R	*Inéquité :* traitement discriminatoire des salariés ou des candidats.		

Enjeu 6 : Santé et Sécurité au travail

	Risques RSE associés	Opportunités associées	ODD associés
S	*Santé-sécurité au travail* pour les salariés, les contractants et les sous-traitants.	Amélioration de la performance opérationnelle Bien-être au travail Motivation des salariés	
T	*Sûreté dans les déplacements*		

RISQUES DE GOUVERNANCE

Enjeu 1 : Leadership et gouvernance responsables
Enjeu 16 : Éthique et conformité

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
U	*Corruption :* le 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.	Exemplarité citoyenne du Groupe Motivation des salariés	
V	*Fiscal :* le risque de non-conformité aux réglementations fiscales, aux obligations de déclaration et à leurs évolutions.		

Enjeu 17 : Impact et développement des communautés et des parties prenantes

	Risques associés	Opportunités associées	ODD associés
W	*Atteinte aux droits humains*	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 (2018, 2019 et 2020).

Par ailleurs, conformément à la loi 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 (synthèse)".

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 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque A : Sécurité industrielle (Voir Section 2.2.5.1)				
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 2.2.5.4)				
Politique de sûreté nucléaire et radioprotection Supervision indépendante de la sûreté nucléaire Plan global de sûreté nucléaire 2016-2020 Exigences minimales portant sur les systèmes de management des acteurs nucléaires	Suivi des incidents significatifs	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif	Pas d'incident significatif
Risque C : Cyberattaque des systèmes de contrôle industriels (Voir Section 2.2.6.1)				
Révision de la 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	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) 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	L'ensemble des sites critiques et sensibles ont été sécurisés fin 2018
Risque D : Atteinte aux patrimoines par malveillance (Voir Section 2.2.6.4)				
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 Comité Groupe de sécurité de l'information	Suivi des menaces qui pèsent sur le Groupe, en particulier terroristes Suivi des dommages aux patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	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)				
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 2020 :			
	• Taux de réduction du ratio d'émissions de CO_2 dans la production d'énergie de -20% par rapport à 2012	-52,0%	43,7%	-28,7%
	• 25% de capacités électriques renouvelables (comptabilisées à 100%, quel que soit le taux de détention)	31,2%	27,8%	23,7%
	Objectifs à horizon 2030 :			
	• 43 Mt d'émissions de GES (scopes 1 et 3) liées à la production d'énergie, conformes aux engagements SBT	68	75	86
	• 52 Mt d'émissions de GES liées à l'usage des produits vendus, conformes aux engagements SBT	62	61	62
	• 0 Mt d'émissions de GES liées à ses pratiques de travail (après compensation)	0,49	0,7	nd
	• 58% de capacités électriques renouvelables, conformes aux engagements SBT	31,2%	27,8%	23,7%

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque F : Impact du changement climatique (Voir Section 2.2.2)				
Politique environnementale Groupe	Objectif à horizon 2020 :			
	100% de ses sites cibles (i.e. présentant un risque pour l'environnement selon une approche multicritères intégrant la biodiversité, l'eau, les déchets et la pollution atmosphérique) avec un plan de gestion intégrée de l'environnement élaboré en collaboration avec leurs parties prenantes comprenant l'adaptation des installations du Groupe au changement climatique	100%	86%	75%
Risque G : 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 2020 :			
	100% des sites prioritaires (c'est-à-dire ceux susceptibles d'impacter la biodiversité en raison de leur proximité d'une zone naturelle protégée) avec un plan d'action pour répondre aux enjeux de préservation de la biodiversité	100%	94%	94%
	Objectif à horizon 2030 :			
	100% des activités industrielles avec un plan de gestion écologique des sites	0%	nd	nd
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 retraitement des eaux usées	Objectifs à horizon 2020 :			
	Réduction de -15% du ratio de prélèvement d'eau douce par MWh de production d'énergie par rapport à 2012	-46,2%	-36,4%	-39%
	100% des sites situés en zone de stress hydrique extrême avec des plans d'actions locaux en concertation avec les parties prenantes	100%	63%	58%
	Objectif à horizon 2030 :			
	Réduction de -35% de la consommation d'eau des activités industrielles par rapport à 2019	-19%	0%	nd
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	% de déchets non dangereux valorisés	76%	68%	85%
	% de déchets dangereux valorisés	30%	31%	29%
Risques J et K : Pollution atmosphérique et pollution du milieu environnant				
Politique environnementale Groupe	NOx	47 538 t	52 799 t	60 355 t
	SO_2	119 584 t	124 276 t	118 291 t
	Poussières	4 406 t	4 662 t	4 791 t

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 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque L : Acceptation 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 2020 : 100% des activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec les parties prenantes	100%	74%	53%
	Objectif à horizon 2030 : 100% de ses activités, projets et sites en démantèlement avec un plan environnemental en concertation avec les parties prenantes	21%	nd	nd
	Suivi annuel des BU ou entités formées à l'outil "*stakeholder engagement*" qui est un référentiel d'autoévaluation basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes, produite par l'ONG *Accountability*	6	9	6
Risque M : Gestion des grands projets (voir Section 2.2.6.2)				
Procédure d'investissement des projets passant en Comité des Engagements Groupe qui prévoit une analyse de risques et une matrice d'auto – évaluation de 12 critères RSE établis sur la base des éléments issus des EIA *(Environmental Impact Assessment)* et des ESIA *(Environmental Social Impact Assessment)*	Analyse de risques Matrice de 12 critères RSE			Pas d'indicateur
Risque N : Réputation				
Protection de la marque	Objectif à horizon 2020 : 85% de taux de satisfaction client BtoC (*) : changement de méthodologie en 2019, avec un questionnaire administré par mail et non plus par téléphone conduisant à un abaissement de la satisfaction de 12 points)	76% (*)	72% (*)	81%
	Objectif à horizon 2030 : 100% des offres proposant une alternative contribuant à la décarbonation	51%	na	na
Politique environnementale	Nombre de plaintes et de condamnations environnementales	6 plaintes et 2 condamnations	10 plaintes et 1 condamnation	24 plaintes et aucune condamnation
Charte éthique Code de conduite de la relation commerciale Code de conduite de la relation avec les fournisseurs	Dysfonctionnements éthiques suivis à travers l'outil de *reporting* éthique My Ethics Incident (partie système de remontée managériale)	283 incidents avérés ou non	282 incidents avérés ou non	218 incidents avérés ou non
Politique Achats Groupe qui précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Objectif à horizon 2020 : 100% des entités dotées d'un dispositif de gestion responsable de leur chaîne d'approvisionnement	100%	86%	84%
	Objectifs à horizon 2030 : 100% des fournisseurs préférentiels (hors achats d'énergies) certifiés ou alignés SBT	15%	nd	nd
	Indice de 100 sur les achats responsables (hors énergie) : évaluation RSE, délais de paiement, et achats inclusifs	18	nd	nd

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir ou remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Promotion d'un accès à l'énergie pour des populations éloignées des réseaux, notamment en Afrique et via le fonds d'impact social Rassembleurs d'Énergies	Objectif à horizon 2020 : 20 millions de bénéficiaires situés dans la base de la pyramide avec un accès à une énergie durable (incluant le fonds à impact Rassembleurs d'Energies)	11,5 M	8,9 M	3,7 M
	Objectif 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)	6 M	4 M	0 M
Plan de vigilance (synthèse) (cf. Section 3.9)				

3.3.3 Principaux risques sociaux

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque O : Compétences				
Politique de développement et de mobilité Groupe qui s'articule autour : • d'ENGIE *Skills* qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir ; • d'ENGIE *Mobility* qui favorise les mobilités internes ; • et s'appuie sur ENGIE *University*.	Objectif à horizon 2020 : 66% de salariés formés dans l'année	70,1%	69,2%	66,1%
	Objectif à horizon 2030 : 100% de salariés formés dans l'année	70,1%	69,2%	66,1%
	Suivi du nombre d'embauches (CDI et CDD)	29 481	37 182	29 754
	Suivi du taux de *turnover* volontaire	5,4%	7,1%	5,8%
Politique d'innovation Groupe qui s'appuie sur : • l'entité ENGIE Fab pour mettre en œuvre de nouveaux business ; • le fonds d'investissement ENGIE *New Ventures* pour accompagner des *start-ups*. Politique de recherche & technologies Groupe qui s'appuie sur l'entité ENGIE *Research* qui regroupe plusieurs Labs et des centres d'expertise et d'ingénierie	Budget de R&D	190 M€	189 M€	182 M€
Risque P : Adhésion				
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	Objectif à horizon 2020 : 80% de taux d'engagement des salariés à travers l'enquête annuelle mondiale "ENGIE&Me"	83%	80%	79%
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	Pas de nouvel accord	Pas de nouvel accord	Accord égalité profession-nelle (Europe)

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque Q : Diversité				
Politique de diversité du Groupe Label diversité	Objectifs à horizon 2020 : 25% de femmes dans les effectifs	21,5%	20,9%	21,1%
	25% de cadres dirigeants internationaux, ni français, ni belges calculé sur le périmètre du *Group Managed Roles* (GMR)	25,1%	25,5%	24%
	33% de femmes nommées cadres dirigeants calculé sur le périmètre du *Group Managed Roles* (GMR)	28,7%	28%	24%
	Objectif à horizon 2030 : 50% de femmes dans le management	24,1%	23,5%	23,3%
Emploi des jeunes	Objectif à horizon 2030 : 10% d'apprentis dans les effectifs en Europe	4,3%	3,9%	nd
Risque R : Inéquité				
Politique d'égalité professionnelle	Objectif à horizon 2030 : Indice d'équité femmes / hommes de 100			
	France	87	72	nd
	Reste du monde	80	72	nd
Risque S : Santé et sécurité au travail				
Accord mondial sur la santé-sécurité au travail qui reprend les ambitions et orientations de la politique santé-sécurité	Objectif à horizon 2020 : Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés du Groupe inférieur à 3,4 d'ici 2020. Cet objectif a été révisé en 2019 pour tenir compte du changement structurel des activités	3,0 pour un objectif 2020 de 3,4	3,7 pour un objectif 2019 de 3,9	3,4 pour un objectif 2018 de 3,5
	Objectif à horizon 2030 : Taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et sous-traitants sur sites à accès contrôlé ≤ 2,9	2,7 pour un objectif 2020 de 3,3	3,3	
Politique 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 Elle constitue pour chacun une référence pour que la santé et la sécurité soient intégrées dans toutes les activités du Groupe	Visites managériales de sécurité Identifications des situations et évènements à haut potentiel de gravité			
	Objectifs à horizon 2020 : 100% des entités du Groupe avec un processus s'assurant de la formation "aux règles qui sauvent" des sous-traitants	97%	92%	92%
	100% des entités du Groupe avec un processus assurant l'identification et le traitement des évènements à haut potentiel de gravité	99%	95%	93%
	Objectif à horizon 2030 : Taux de prévention santé sécurité ≥ 0,75	0,59	0,42	nd
Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail Plan d'action santé-sécurité 2016-2020 Programme d'actions spécifique *"no life at risk"* visant à renforcer la culture santé-sécurité	Revues annuelles santé-sécurité réalisés avec chaque BU Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex, le CEEDD et le Conseil d'Administration Utilisation par les BU d'un questionnaire de contrôle interne dédié à la santé-sécurité-sûreté			

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Campagne de communication annuelle Partage du retour d'expérience entre BU et filiales		Campagnes de communication sur la prévention du risque de Covid-19 et sur le maintien de la vigilance en santé-sécurité	Campagne de communication pour la réalisation d'analyse des risques sur le terrain, immédia-tement avant de débuter l'activité	La vigilance partagée, "Tous unis pour la sécurité de chacun"
Risque T : Sûreté dans les déplacements				
Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international ISOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site Control Risks Group sur les risques pays et au *e-learning* sur la sûreté des personnes voyageant à l'étranger	Renforcement des dispositifs de détection des évènements Dispositif *Travel tracker* permettant de suivre les personnes voyageant dans des zones à risque Système d'alerte à l'attention des personnels sédentaires qui vient compléter le dispositif d'alerte des personnels en mobilité internationale	Pas d'évènement significatif	Pas d'évènement significatif	Pas d'évènement significatif

3.3.4 Principaux risques de gouvernance

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
Risque U : Corruption				
Politique anti-corruption qui est basée sur : • la Charte éthique ; • le guide pratique de l'éthique ; • 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 *reporting* des incidents éthiques Dispositif de contrôle Procédure de conformité annuelle via un système de *reporting* spécifique Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001 reçue en 2018 et renouvelé en 2019 et 2020 Publication annuelle de la Communication sur les progrès du Principe 10 de l'ONU	283 incidents avérés ou non avérés déclarés dans My Ethics Incident dont 20 cas d'allégations de corruption	282 incidents avérés ou non avérés déclarés dans INFORM'ethics dont 9 cas d'allégations de corruption	218 incidents avérés ou non avérés déclarés dans INFORM'ethics
	Système de lanceur d'alerte : ethics@engie.com	201 incidents dont 20 concernant l'éthique des affaires	183 incidents dont 17 concernant l'éthique des affaires	nd
	Le Groupe s'est engagé à former ses cadres dirigeants, engagement élargi pour 2019 aux cadres managers (GMR), à la lutte contre la corruption en 2025	86% des GMR	91% des cadres dirigeants et 86% des cadres managers	91% des cadres dirigeants
	Objectif à horizon 2030 : 100% du personnel le plus exposé au risque de corruption formé	21%	25%	

Politiques ou plans d'action mis en place pour couvrir remédier aux risques	Moyens ou KPI de pilotage, objectifs	Résultats 2020	Résultats 2019	Résultats 2018
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 site internet	Voir site internet	Voir site internet
Risque W : Atteinte aux droits humains				
Référentiel et politique Droits Humains Plan de vigilance Politique de *due diligence* éthique (fournisseurs, sous-traitants et partenaires commerciaux)	*Check-list* sur les risques d'atteintes aux droits humains (revue des risques annuelles de violation des droits humains, voir Sections 2.2.7 et 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 Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 3.9.3)	283 incidents dans My Ethics Incident (allégués ou non avérés) dont 6 allégations relatives aux droits humains et droit de l'environnement (hors allégations liées aux faits d'ordre de harcèlement sexuel et de harcèlement moral)	282 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics dont 0 cas portant sur les droits humains	218 incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics dont 34% portant sur la responsabilité en matière sociale et droits humains y compris sur les pratiques en matière RH

3.4 Informations sociales

La stratégie Ressources Humaines (RH) d'ENGIE appuie et contribue à la stratégie du Groupe pour répondre aux enjeux d'aujourd'hui et anticiper ceux de demain. À l'écoute de ses parties prenantes, la fonction RH concilie en permanence performance économique, progrès humain et contributions sociétales. C'est une responsabilité nécessaire et complexe qui appelle une fonction RH forte et agile. Elle doit être capable de se transformer pour apporter des réponses concrètes et innovantes aux multiples défis que le Groupe doit relever. Engagée avec passion dans la réussite du projet d'entreprise, la filière RH poursuit trois objectifs stratégiques affirmés dans l'"Ambition RH" du Groupe : attirer les talents et développer les compétences, faire évoluer le leadership et diffuser la culture ENGIE.

ENGIE considère les femmes et les hommes comme le premier levier de sa performance. Le Groupe doit pouvoir s'appuyer à tout moment sur les compétences adaptées à l'évolution de ses besoins. Pour cela, la fonction RH a un rôle majeur :

- anticiper et identifier les besoins des BU 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.

La crise sanitaire et économique traversée depuis mars 2020 est inédite. Elle touche collectivement et individuellement. Son impact est global et oblige à repenser les modèles et les fonctionnements. Dès le début, la filière RH a été un acteur stratégique dans la gestion de crise. Son rôle a été central dans la définition, l'application et le déploiement des règles sanitaires. Elle a dû adapter les modes de travail et mettre en place les mesures d'accompagnement des collaborateurs et de préservation de l'emploi. Elle a très tôt mesuré l'ampleur de la crise sur le plan social en accélérant le déploiement du Programme mondial de protection sociale *ENGIE Care*.

Le projet de transformation de la filière RH a fait émerger une communauté RH mondiale, solidaire et interconnectée. Tout au long de la crise, cette communauté a su partager et adapter les pratiques mises en place au sein de ses territoires pour garantir la sécurité et la santé des collaborateurs, leur bien-être et maintenir leur engagement. La concertation permanente avec les représentants syndicaux a renforcé la cohésion interne et favorisé la performance durant cette période. Plus globalement, la crise a permis d'éprouver sa grande capacité de résilience. Le Groupe a maintenu ses engagements sociaux sans transiger sur ses objectifs : 50% de femmes dans le management d'ici 2030, égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, insertion professionnelle avec un objectif de 10% d'alternants en 2021 en France et en 2030 en Europe, 100% de personnel formé chaque année d'ici à 2030.

3.4.1 Données sociales

3.4.1.1 Effectif

Présent dans plus d'une soixantaine de pays en 2020, ENGIE compte 172 703 salariés. L'effectif a augmenté de 1 600 salariés soit environ 1% par rapport à 2019. Cette évolution s'explique par le développement de l'activité ainsi que par l'acquisition et l'intégration de nouvelles entreprises au sein du Groupe en lien avec la stratégie de développement.

	2020									2019
GRI 102-7 /405-1	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	%	Groupe
Cadres	**1 439**	**14 801**	**4 666**	**10 338**	**2 066**	**2 064**	**9 906**	**45 280**	**26,2%**	**42 963**
Hommes	1 078	11 485	3 129	8 513	1 604	1 629	6 923	34 361	75,9%	32 856
Femmes	361	3 316	1 537	1 825	462	435	2 983	10 919	24,1%	10 106
Non cadres	**1 847**	**44 697**	**12 773**	**44 391**	**10 700**	**8 178**	**4 837**	**127 423**	**73,8%**	**128 141**
Hommes	1 422	38 102	9 495	34 256	9 022	6 793	2 191	101 281	79,5%	102 527
Femmes	425	6 595	3 278	10 135	1 678	1 385	2 646	26 142	20,5%	25 614
TOTAL	**3 286**	**59 498**	**17 439**	**54 729**	**12 766**	**10 242**	**14 743**	**172 703**	**100%**	**171 103**
Hommes	2 500	49 587	12 624	42 769	10 626	8 422	9 114	135 642	78,5%	135 383
Femmes	786	9 911	4 815	11 960	2 140	1 820	5 629	37 061	21,5%	35 720
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*		*100%*

Au 31 décembre 2020, l'effectif se compose de 45 280 cadres soit 26,2% et 127 423 non-cadres soit 73,8%. La proportion des cadres en légère hausse passe de 25% à 26,2%. La part des effectifs féminins progresse de 20,8% à 21,5% et représente 24,1% des cadres (voir Section 3.4.4.1).

3.4.1.2 Nature des contrats et évolution

À fin décembre 2020, 156 140 personnes disposent d'un contrat à durée indéterminée (CDI) soit 90,4% de l'effectif. 10 602 personnes sont sous contrat à durée déterminée (CDD) essentiellement identifiées dans les BU Amérique latine, Asie Pacifique et Chine. Par ailleurs, avec 5 961 jeunes en alternance (5 523 en 2019), ENGIE favorise l'intégration des jeunes. L'apprentissage permet d'associer la pratique aux enseignements théoriques dispensés dans leurs centres de formation. Il est également un vecteur de recrutement important (voir Section 3.4.2.1.3).

	2020								2019
GRI 102-8	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
CDI	96,5%	91,5%	93,6%	94,3%	70,6%	81,1%	90,0%	90,4%	90,3%
CDD	3,3%	2,4%	0,2%	4,6%	29,3%	17,8%	6,6%	6,1%	6,5%
Contrats d'alternance	0,2%	6,2%	6,2%	1,1%	0,1%	1,1%	3,4%	3,5%	3,2%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.1.3 Effectif par tranches d'âges

L'âge moyen des CDI est de 42,8 ans. Il est stable par rapport à 2019.

	2020								2019
GRI 405-1	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
< à 25 ans	3,3%	4,0%	2,6%	3,1%	5,3%	3,1%	2,3%	3,4%	3,7%
25 à 34 ans	20,9%	23,5%	25,3%	17,2%	33,3%	34,4%	26,5%	23,0%	23,4%
35 à 44 ans	25,2%	29,3%	31,3%	25,3%	32,1%	34,0%	33,0%	28,8%	28,6%
45 à 54 ans	26,1%	27,3%	28,2%	30,4%	19,8%	20,4%	24,2%	27,3%	27,4%
> à 55 ans	24,5%	15,9%	12,6%	24,0%	9,6%	8,1%	14,0%	17,5%	16,7%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.1.4 Recrutements

Près de 29 500 recrutements ont été réalisés. Ils sont adaptés aux futurs besoins en compétences et permettent d'accompagner la transformation. 70% d'entre eux concernent les métiers des domaines techniques, d'ingénierie et de *business development*. Le profil de ces recrutements évolue vers une expertise accrue notamment sur les métiers du digital. Ces recrutements reflètent des situations différentes selon les activités et les pays. 11 393 recrutements ont eu lieu en France dont 6 420 sous CDI et 4 973 sous CDD (12 802 en 2019). À l'international, les recrutements s'élèvent à 18 088 en 2020 versus 24 380 en 2019 en baisse de 6 292 soit -26%. L'impact de la crise sanitaire s'est traduit par une baisse des recrutements de 21%, notamment dans les métiers de services fortement impactés au cours du premier semestre en Amérique latine, au Royaume-Uni et en France. Les femmes représentent 21,5% des recrutements. En complément de ces recrutements, 6 494 personnes ont bénéficié d'une mobilité interne (7 914 en 2019).

	2020								2019
GRI 401-1	États-Unis et Canada	France hors Infra-structures	Infra-structures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Recrutement CDI	**620**	**5 526**	**815**	**5 041**	**1 552**	**1 227**	**1 759**	**16 540**	**20 388**
Femmes	130	871	279	1 165	298	249	619	3 611	4 477
Hommes	490	4 655	536	3 876	1 254	978	1 140	12 929	15 911
Recrutement CDD*	**86**	**4 161**	**775**	**2 076**	**4 143**	**521**	**1 179**	**12 941**	**16 794**
Femmes	23	982	292	498	358	132	438	2 723	3 296
Hommes	63	3 179	483	1 578	3 785	389	741	10 218	13 498
TOTAL	**706**	**9 687**	**1 590**	**7 117**	**5 695**	**1 748**	**2 938**	**29 481**	**37 182**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Alternants inclus*

3.4.1.5 Départs

En 2020, le Groupe enregistre une baisse des départs de 9,3% : 19 537 versus 21 545 en 2019. Le contexte particulier de la crise sanitaire a provoqué une baisse des démissions partout dans le monde. En France, la baisse est modérée : 3,6% versus 4% en 2019. À l'international, les pays qui affichaient des taux de démission traditionnellement élevés ont enregistré une forte baisse : Amérique latine 10,1% versus 19,4%, Royaume-Uni 8,1% versus 12,4%, États-Unis 8,3% versus 9,3%. D'autre part, la crise sanitaire a provoqué l'arrêt brutal de chantiers pour lesquels des départs anticipés de collaborateurs ont été enregistrés dans les licenciements et expliquent la hausse dans certaines zones : Royaume-Uni, Amérique latine, Inde.

	2020								2019
GRI 401-1	États-Unis et Canada	France hors Infra-structures	Infra-structures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Départs	**638**	**4 922**	**627**	**5 523**	**4 351**	**2 294**	**1 182**	**19 537**	**21 545**
Retraites	22	809	404	774	53	86	100	2 248	2 196
Démissions	288	2 698	180	2 864	1 320	1 385	709	9 444	12 120
Licenciements	326	841	23	1 329	2 802	598	247	6 166	5 691
Ruptures conventionnelles	2	574	20	556	175	225	126	1 677	1 537
Taux de démission	**8,3%**	**4,6%**	**1,0%**	**5,2%**	**10,1%**	**12,7%**	**5,0%**	**5,4%**	**7,1%**
TURNOVER*	**17,8%**	**7,0%**	**1,3%**	**8,6%**	**32,8%**	**20,2%**	**7,6%**	**10,0%**	**11,3%**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

* *Hors retraites*

3.4.2 Attraction, recrutement et fidélisation des talents

3.4.2.1 Le recrutement et la marque employeur

3.4.2.1.1 Le recrutement des talents

Face à un marché de l'emploi hautement concurrentiel, des métiers en mutation, des attentes des candidats en évolution permanente, la stratégie de recrutement des talents est alignée avec la raison d'être d'ENGIE et la transition vers une économie neutre en carbone. Cette stratégie est différenciante en privilégiant une approche qui place le candidat au centre du processus de recrutement au service des métiers et du business. Dans ce sens, ENGIE a fait évoluer ses méthodes, a renforcé la professionnalisation de ses équipes RH et cultivé son agilité. Le Groupe a développé des partenariats stratégiques avec LinkedIn, Indeed, Glassdoor. C'est ainsi que la filière RH identifie, accompagne et développe des profils, compétences et ressources nécessaires

au Groupe pour lui permettre d'anticiper et répondre aux enjeux d'aujourd'hui et de demain. ENGIE a engagé en ce sens une politique active de développement de sa marque employeur pour attirer les meilleurs talents et déployer sa stratégie. Des actions de communications multiples sont menées sur les réseaux et les sites de recrutements pour faire connaître les métiers d'ENGIE. Ainsi, ENGIE comptabilise plus de 547 000 abonnés sur LinkedIn fin 2020 et est classé 7e des "*Top Companies*" de LinkedIn.

3.4.2.1.2 Relations académiques

ENGIE noue des relations privilégiées avec de nombreuses écoles d'ingénieurs et Universités cibles qui sont des leviers de recrutement et d'attractivité auprès de futurs jeunes talents : Polytechnique, Centrale Supelec, Centrale Lyon, INSEE/ENSEA, MINES ParisTech, Télécom ParisTech, IAE, Gobelins, Grenoble INP – Ensimag, INSA, etc. Sur les métiers du Renouvelable, le Groupe a initié de nombreux partenariats avec des laboratoires ou des écoles d'ingénieurs (Mines, Centrale, Supelec, Polytechnique, ENSEEIGHT…). Ils donnent la possibilité aux étudiants de faire partie de l'aventure ENGIE par le biais de l'alternance, de stages, d'accueil de doctorants ou d'études spécifiques. ENGIE a lancé le premier Graduate Program 100% renouvelable. Enfin, des partenariats ont également été mis en place sur les métiers du digital (EPITHEC, École 42) et avec de Grandes Écoles de Commerce (HEC, ESSEC, EDHEC, ESCP, Sciences-Po, Paris Dauphine, Institut Magellan).

3.4.2.1.3 Apprentissage

Pour faire face à la guerre des compétences et garantir la performance du Groupe, ENGIE mise sur les jeunes et l'apprentissage comme voie d'excellence pour accéder à ses métiers d'avenir.

Le Groupe s'est fixé deux objectifs stratégiques :

- 10% d'apprentis dans l'effectif du Groupe en France à fin 2021 et en Europe à fin 2030 ;
- 50% de transformation en contrats CDI ou CDD en France à fin 2021.

Représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD

FRANCE	EUROPE	AUTRE	GROUPE
7.1%	1.0%	0.5%	3.6%

Fin 2020, ENGIE comptabilise 5 961 apprentis. Depuis de nombreuses années, le Groupe travaille avec des Centres de Formation d'Apprentis (CFA) partout en France. Ils l'accompagnent dans la conception de ses formations et dans la recherche de compétences, au bénéfice d'un maillage territorial qui permet de faire rayonner ses métiers dans les quatre coins du pays. En France, la représentativité de l'alternance par rapport aux effectifs en CDI et CDD est de 7%. Développer les compétences de demain au service de la transition vers la neutralité carbone demeure plus que jamais une priorité du Groupe et porte la promesse d'avoir un impact positif sur les personnes et la planète. Aussi, ENGIE a ouvert le 2 novembre 2020, en France, son propre CFA, l''Académie des métiers de la transition énergétique et climatique". À taille humaine, l'Académie accueillera plusieurs centaines d'étudiants d'ici à la fin 2024. Le CFA propose des formations diplômantes Bac pro ou BTS pour les jeunes de 16 à 29 ans construites en partenariat étroit avec des établissements pédagogiques reconnus. Elles ont pour ambition de répondre à l'évolution des besoins du Groupe et d'attirer plus massivement les jeunes, notamment les femmes, vers ses métiers. L'ensemble de ces formations bénéficie d'un socle commun centré sur la transition vers la neutralité carbone afin de sensibiliser aux enjeux environnementaux et climatiques, aux comportements à adopter en matière de santé-sécurité et vis-à-vis des clients. Par la création de son CFA d'entreprise, ENGIE réaffirme son engagement en faveur de l'emploi et de l'inclusion des jeunes. L'Académie des métiers de la transition énergétique et climatique contribue à l'ambition d'ENGIE d'atteindre 10% d'alternants dans ses effectifs en France d'ici à fin 2021 (dont 3% de jeunes en situation de handicap), soit le double du taux légal fixé à 5% pour les entreprises de plus de 250 salariés. Le Groupe a, en outre, pour objectif de recruter 50% de ses alternants à l'issue de leur formation à horizon 2021, en particulier dans les métiers techniques, qui représentent plus des deux tiers de ses besoins globaux en recrutement. Avec la même ambition, le 6 octobre 2020, ENGIE Benelux a lancé ENGIE Academy à Gand en Belgique qui s'inscrit pleinement dans l'engagement du Groupe de rendre accessibles les métiers de l'énergie à tous.

Enfin, les efforts de Groupe pour accueillir des stagiaires, des VIE (Volontariat International en Entreprises) et toutes autres formes de formations dites duales ont été maintenus malgré la crise sanitaire.

3.4.2.2 L'engagement des collaborateurs dans la stratégie du Groupe

ENGIE&Me

Dans la continuité du vaste programme de transformation lancé en 2016, le Groupe a reconduit en octobre 2020, pour la cinquième année consécutive, son enquête d'engagement *ENGIE&Me*. Adressée aux collaborateurs sous contrat à durée indéterminée partout dans le monde [(1)], elle leur permet de s'exprimer sur les dimensions clés de l'engagement : stratégie, conditions de travail, relations au sein de l'équipe, qualité du management, perspectives de développement et de mobilité, sentiment de sécurité, etc. Les résultats permettent de mesurer les progrès réalisés d'une année sur l'autre et de déterminer un plan d'actions d'améliorations sur chaque périmètre, à la maille locale et à tous les niveaux de l'organisation : équipe, Direction, entité, BU, Groupe. C'est un outil clé de conduite du changement. En 2020, 53% des collaborateurs ont saisi cette opportunité et répondu à l'enquête malgré le contexte de la crise sanitaire. Les principales forces du Groupe mises en évidence par l'enquête sont l'adhésion aux buts et objectifs d'ENGIE pour aller vers la neutralité carbone (+13 points) et l'indice d'engagement durable (+3 points). La gestion de la crise sanitaire par le Groupe et par la ligne managériale a été saluée : 84% des collaborateurs ont confiance dans la capacité d'ENGIE à assurer leur sécurité et leur santé. Les questions relatives à la qualité du management et au sentiment de sécurité progressent de 4 points chacune en moyenne, ce qui est très significatif à l'échelle du Groupe. Par ailleurs, 90% des salariés se disent fiers de travailler pour l'entreprise (progression de 10 points en un an) et 81% recommanderaient le Groupe comme employeur. Enfin, 79% des collaborateurs considèrent qu'ils disposent des équipements/outils/ressources dont ils ont besoin pour faire leur travail efficacement (en progression de 5 points). Des améliorations notables qui réservent encore des pistes de progrès : 40% des répondants émettent des réserves sur la capacité du Groupe à avoir une vision claire de l'avenir.

(1) Hors entités régulées

Dans le contexte de crise sanitaire, une attention particulière a été portée à la santé, à l'état d'esprit et au moral des collaborateurs, mesurés par des enquêtes ponctuelles régulières, organisées à l'échelle des BU et adaptées au contexte spécifique de chacune d'entre elles.

Pour répondre à l'enjeu d'engagement, de rétention et de promotion des compétences, le Groupe favorise, entre autres actions, la mise en place de communautés qui valorisent l'expérience salarié.

3.4.2.3 Les Ambassadeurs Techniciens

En 2018, ENGIE a lancé la Communau'Tech, une communauté d'Ambassadeurs Techniciens dont la mission est de faire la promotion de la filière technique, tant en interne qu'à l'externe. Ce dispositif valorise nos techniciens, les fidélise, et diffuse une image attractive de nos métiers en tension. Les Ambassadeurs Techniciens participent aux Rencontres Métiers, Forums Emplois et salons organisés par le Groupe ou par leurs entités d'appartenance afin d'expliquer leur métier et promouvoir la filière technique. Ils interviennent également auprès des établissements scolaires pour sensibiliser les jeunes aux enjeux environnementaux et climatiques et à l'importance de nos métiers dans la transition vers la neutralité carbone et pour susciter des vocations. Enfin, ils peuvent être amenés à intervenir en interne, dans le cadre des "flying schools", actions de formations techniques entre pairs, organisées ponctuellement et sur-mesure à la demande d'une entité (ex. : *flying school* entre la France et le Chili fin 2019). L'objectif est de constituer une communauté de 500 Ambassadeurs Techniciens à la maille européenne d'ici à fin 2021. La Communau'Tech compte aujourd'hui 350 Ambassadeurs Techniciens, dont 20 femmes : 300 français issus des BU ENGIE Solutions, GRDF, France Renouvelables, BtoC, Storengy ou Génération Europe et 50 italiens issus de la BU NECST.

3.4.2.4 Les Experts

En 2020, ENGIE a achevé la première campagne ExpAND. Ce programme vise à identifier et reconnaitre les experts du Groupe, à développer des communautés d'expertise et à faire des ExpANDers des ambassadeurs ENGIE en interne et en externe. C'est aussi un programme de développement qui permet aux experts de développer leurs "soft skills" telles que le leadership et la communication. Chaque candidature est volontaire et toutes les expertises alignées avec la stratégie du Groupe sont reconnues, qu'elles soient techniques, technologiques ou fonctionnelles. Trois niveaux d'experts ont été établis – Global, Key et Local – en fonction de leur périmètre d'impact et de leur exposition. À l'issue de la première campagne, 560 ExpANDers ont été détectés : 38 "Global", 354 "Key" et 168 "Local". Une seconde campagne est prévue pour 2021.

3.4.3 Les politiques de développement des ressources humaines

Le Groupe offre des opportunités de construction de parcours de carrière variés en bénéficiant de programmes de formations continus et adaptés pour une meilleure employabilité sur le long terme. ENGIE peut ainsi mieux s'adapter à l'évolution des organisations et des métiers. La transition vers la neutralité carbone et les accélérations technologiques dues à la digitalisation et à l'intelligence artificielle transforment les métiers des collaborateurs et créent des pénuries 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 et de mobilité de ses collaborateurs selon trois dimensions : une gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir, une mobilité interne renforcée au service de la transformation de l'entreprise et 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 qui favorisent leur engagement, leur épanouissement et leur employabilité.

3.4.3.1 ENGIE Skills, le dispositif de gestion anticipée des emplois et des compétences

Afin d'anticiper l'évolution des métiers et des besoins en compétences du Groupe, le dispositif ENGIE Skills challenge chaque année les BU et entités du Groupe sur leurs projections à trois ans. En 2020, ENGIE Skills a renforcé son dispositif avec la mise en place d'un référentiel des métiers, les ENGIE Jobs, qui recense 100 métiers Techniques/Business et 60 fonctions supports. À l'appui de ce référentiel et de l'enquête menée auprès de l'ensemble des BU du Groupe, ENGIE Skills a permis de cartographier les effectifs du Groupe dans ces ENGIE Jobs et de mesurer leur évolution. L'objectif est de disposer d'un outil stratégique de gestion des compétences orienté autour de trois axes majeurs :

- cartographie des compétences à disposition des dirigeants du Groupe ;
- amélioration de la performance RH et du pilotage des compétences par les BU, entités opérationnelles ou filières fonctionnelles ;
- connaissance de nos métiers au service du développement des collaborateurs et de leur mobilité.

3.4.3.2 ENGIE Mobility, le dispositif de mobilité interne au service de la transformation du Groupe

Afin de dynamiser le marché interne de l'emploi et pour répondre aux enjeux projetés par ENGIE Skills, le dispositif ENGIE Mobility joue un rôle majeur dans l'accompagnement de la mobilité des collaborateurs. ENGIE est convaincu que la mobilité est un levier clé pour le développement des collaborateurs et la performance du business. C'est la raison pour laquelle le Groupe affirme que chaque candidature interne doit être considérée en priorité dans un processus de recrutement. En complément de cette politique, un espace digital "My Mobility" dédié à la construction du projet professionnel et à la mobilité a été déployé en 2019 pour les collaborateurs en France. Il a vocation à être accessible à l'international en 2021. En lien avec la volonté de renforcer les talents locaux, ENGIE Mobility a élargi son offre de services à l'accompagnement des retours d'expatriés. ENGIE Mobility est régulièrement sollicité lors des projets de transformation pour apporter son expertise et une offre de services adaptée aux évolutions projetées. Enfin, ENGIE Mobility accompagne les *Global Business Lines* pour conduire leurs revues RH cross-BU afin d'identifier tous les postes stratégiques.

3.4.3.3 La formation, le développement des compétences et du *leadership*

Le développement des compétences et le maintien de l'employabilité sont des axes cruciaux pour réaliser la stratégie du Groupe. Il a ainsi été défini en février 2020 un objectif extra-financier visant à former chaque année 100% des collaborateurs à horizon 2030. Pour répondre à cela, ENGIE privilégie une approche du développement des compétences en diversifiant ses modalités.

3.4.3.3.1 ENGIE Schools

ENGIE Schools agit depuis 2019 comme un booster de la montée en compétences des collaborateurs à profils techniques, soit 70% des effectifs et plus de 100 000 salariés dans le monde, en misant sur la formation entre pairs. En s'adressant à une cible technique/métier, les actions de montée en compétences partagées entre entités viennent compléter l'action d'ENGIE University dédiée aux managers. ENGIE Schools s'affirme comme le réseau interne international des écoles métier du Groupe. Il regroupe 32 centres de formation internes, dont la moitié en France, avec une offre de formations techniques sur mesure adaptée aux exigences de nos métiers. Cela va de "l'École du gaz GRDF Energy Formation" à "l'Institut du Froid Axima Réfrigération" en passant par la "Chile ENGIE Services Escuela" de la BU LATAM. Il impulse une dynamique de projets transverses agissant comme un catalyseur pour mettre en place des projets de sensibilisation et de formations mutualisés Groupe, capitalisant sur l'expérience, les compétences internes et sur la coopération inter-entités. Un parcours inter-BU sur la compétence "Prévenir le risque électrique basse tension" et l'habilitation correspondante est né de cette dynamique en 2019. En 2020, une offre de "Formateurs Techniques Occasionnels" est venue étoffer le catalogue pour encourager et structurer la formation entre pairs. Grâce un portail numérique dédié, toutes les ressources des formations techniques sont partagées entre les entités du Groupe.

3.4.3.3.2 Passerelles métiers

Initiées en 2018 pour répondre aux besoins internes de mobilité des métiers techniques, les passerelles métiers ont connu en 2019 de nouveaux développements en s'orientant vers le recrutement par la formation. Elles permettent à un collaborateur ou futur collaborateur de rejoindre un métier en suivant un processus de formation de plusieurs mois en alternance dans une entité du Groupe. En 2019, près de 300 stagiaires répartis sur 11 passerelles métiers ont suivi ces formations qualifiantes. Plus de 85% d'entre eux a intégré une entité du Groupe contribuant ainsi fortement aux objectifs en matière d'accueil et d'intégration d'alternants. En 2020, le volume de stagiaires s'est confirmé avec la mise en place de nouveaux parcours mais les formations ont été reportées compte tenu du contexte sanitaire. Les passerelles permettent aussi de répondre aux enjeux d'insertion de populations éloignées de l'emploi.

3.4.3.3.3 ENGIE University

En 2020, ENGIE University a accéléré le déploiement des programmes permettant à chaque collaborateur de s'approprier la stratégie du Groupe. Ils portent sur les enjeux liés à la neutralité carbone, à la transition énergétique, à l'orientation client et sur l'agilité organisationnelle des managers et des dirigeants. Par ailleurs, pour répondre aux ambitions de diversité du Groupe, l'Université a lancé pour l'ensemble des managers un programme sur le Leadership Inclusif.

L'année 2020 a été fortement marquée par la pandémie. Les conséquences sur les enjeux de formation ont été importantes tant sur le contenu que sur le format des formations. Sur le contenu, dans une période courte et soutenue, des programmes spécifiques ont été déployés pour répondre aux besoins nouveaux des managers, notamment sur le management à distance, sur la résilience individuelle et collective, sur le leadership en période d'incertitude, sur les nouveaux *business models* et les facteurs de compétitivité. Sur le format, la pandémie a été un accélérateur de la transition vers une formation en distanciel.

Depuis 2016, l'Université multiplie les opportunités d'apprentissage en déployant de nouvelles modalités. Par exemple, entre 2016 et 2020, le nombre d'heures de formation en digital a été multiplié par quatre. Dans ce contexte, et afin de répondre aux enjeux de formation, l'Université a organisé, en octobre 2020, le Learning Festival. Conçu et réalisé en format 100% digital, il a permis de proposer une semaine de formation intense à l'ensemble des collaborateurs du Groupe partout dans le monde. Cet événement, complémentaire aux formations traditionnelles est un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie. Il s'agissait tout d'abord de développer les compétences clés, un besoin qui se conjugue avec la crise et qui nécessite de réajuster nos savoir-faire. Il répondait également au besoin de changer la perception sur la formation virtuelle. Le Learning Festival a rassemblé plus de 2 300 collaborateurs de 43 nationalités différentes, représentant toutes les BU du Groupe autour de 100 programmes différents. Il a mobilisé 50 intervenants internes et 40 enseignants externes. Chaque jour, plus de 1 000 collaborateurs participaient à l'un des programmes.

La transformation du Groupe impliquant aussi une évolution des métiers, ENGIE University développe des programmes pour permettre aux collaborateurs de monter en compétence sur leur métier. Elle soutient le programme ENGIE Boost dédié à la population des talents et accompagne les dirigeants via de nouveaux programmes de formation : sur le leadership avec *Co-leaders Extreme*, sur les équipes performantes avec *Team Accelerator* et sur la "centricité client" avec *Customer Academy*.

3.4.3.3.4 Le développement des Talents à Haut Potentiel

ENGIE Boost est un dispositif qui permet d'identifier, de développer et de fidéliser les talents à Haut Potentiel à tous les niveaux de l'organisation, afin de les préparer à occuper les rôles les plus stratégiques du Groupe. Il se compose de deux programmes, *Rise!* et *Pulse!* qui, sur une durée de 24 mois, préparent les leaders susceptibles de prendre dans un futur proche des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Un troisième programme, *Up!*, bénéficie aux talents à Haut Potentiel internes à chaque BU. L'intégration dans les programmes *Rise!* ou *Pulse!* est pilotée par les équipes de la Direction des Ressources Humaines Groupe qui garantissent une démarche cohérente et pertinente à travers des *People Reviews* avec les BU et des outils d'évaluation et de développement. En 2020, 202 Talents ont participé au programme *Pulse!* et 126 Talents ont intégré le programme *Rise!* Au niveau des BU, 1 519 talents ont intégré les programmes *Up!*. Cette initiative n'a pas vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance. C'est une opportunité offerte aux collaborateurs de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future. C'est aussi l'opportunité de créer une communauté active et diverse de leaders engagés pour le futur d'ENGIE et qui engagent leurs équipes.

Une grande partie des actions de développement proposées dans le cadre de ces programmes vise à renforcer l'appropriation du ENGIE Leadership Way, la charte managériale d'ENGIE. Elle se structure autour de cinq dimensions fondamentales (Préparer le futur / Développer et responsabiliser / Agir et faire bouger les lignes / Délivrer la performance / Adopter une posture inspirante au quotidien) et quatre comportements (être audacieux / exigeant / ouvert / bienveillant) pour porter la transformation du Groupe, inspirer les comportements des managers au quotidien et impacter ainsi les membres de leurs équipes.

En soutien de ces programmes, ENGIE a initié fin 2019 une démarche de *Strategic Resource Planning* centrée sur les 500 postes clés du Groupe. Elle permettra courant 2021 de disposer d'une vision consolidée à trois ans des compétences clés à développer et d'adapter les programmes de développement des talents selon les priorités identifiées.

La mise en place de tous ces dispositifs a permis à ENGIE de former 70,1% de ses salariés en 2020 malgré le contexte pandémique.

Taux de personnes formées

	2020								2019
GRI 404-2	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Taux de femmes formées	14,6%	47,1%	64,2%	82,1%	100,0%	68,5%	77,2%	69,2%	62,0%
Taux d'hommes formés	30,4%	60,1%	72,8%	75,9%	100,0%	66,7%	61,5%	70,3%	71,1%
Taux de collaborateurs formés □□	**27,3%**	**58,0%**	**70,5%**	**77,1%**	**100,0%**	**67,0%**	**67,5%**	**70,1%**	**69,2%**
% de restitution	*45,37%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*96,90%*	*98,66%*	*97,42%*

Heures de formation

	2020								2019
GRI 404-1	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Nb total d'heures de formation	9 369	759 605	490 831	781 998	581 379	181 783	158 277	2 963 242	3 271 154
Nb d'heures moyen par personne formée	**23**	**22**	**41**	**19**	**44**	**25**	**17**	**26**	**28**
% de restitution	*45,37%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*96,90%*	*98,66%*	*97,42%*

Répartition des heures de formation par thème

	2020								2019
GRI 404-1	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Techniques des métiers	62,6%	33,2%	30,2%	41,4%	17,9%	54,9%	48,3%	35,9%	38,9%
Qualité, environnement, sécurité	14,7%	45,6%	15,9%	32,9%	57,8%	22,8%	9,6%	33,7%	32,6%
Langues	1,1%	3,9%	0,7%	2,4%	3,8%	1,3%	10,3%	3,0%	2,0%
Management, dvpt personnel	11,4%	11,2%	8,0%	19,7%	6,3%	12,2%	19,4%	13,1%	15,0%
Autres	10,2%	6,1%	45,1%	3,6%	14,3%	8,8%	12,3%	14,2%	11,4%
% de restitution	*45,37%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	96,90%	98,66%	*97,42%*

3.4.4 Engagement social : une entreprise citoyenne et solidaire

Le Groupe mène une politique volontariste, ambitieuse et innovante en matière de RSE depuis de nombreuses années pour lutter contre les discriminations et promouvoir l'égalité des chances et de traitement. La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par le renouvellement du Label Diversité en octobre 2017 pour une durée de quatre ans pour l'ensemble des activités du Groupe en France. Un audit de suivi conduit en septembre 2020 est venu confirmer les engagements du Groupe dans la promotion de la diversité et de l'égalité des chances et a salué les nombreuses initiatives prises par l'ensemble des BU et entités. Au niveau européen, ENGIE a renouvelé sa signature du plaidoyer européen "Embrace Difference" sur la diversité et l'inclusion porté par l'*European Round-Table of Industrialists*. Enfin, ENGIE a renouvelé son engagement en matière d'égalité professionnelle en adhérant en septembre 2019 aux *Women Empowerment Principles* définis par l'ONU.

3.4.4.1 Mixité et engagement en faveur de l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes

ENGIE a pour ambition de devenir une référence en termes d'égalité professionnelle et salariale. En conséquence, en février 2020, le Conseil d'Administration du Groupe a validé deux nouveaux objectifs extra-financiers de rang 1 :

- Index de l'égalité femme-homme consolidé Groupe égal à 100 points sur 100 points fin 2030 ;
- 50% de femmes dans le management du Groupe en 2030.

3.4.4.1.1 Mixité

Pour soutenir son ambition en termes de mixité, ENGIE a déployé le projet "*fifty-fifty*" qui vise à créer les conditions nécessaires pour atteindre la parité managériale. Ce projet ambitieux répond à une demande de l'ensemble de la Société, des clients d'ENGIE, mais aussi des investisseurs. Une feuille de route au niveau du Groupe a été définie afin d'attirer les meilleurs talents et faire d'ENGIE un acteur de référence en la matière. Elle s'articule autour de six piliers : structuration et gouvernance, diagnostic, sensibilisation et communication, adaptation de l'organisation, développement, et partenariats externes. Toutes les BU du Groupe sont d'ores et déjà en mouvement pour faire de l'ambition "*fifty-fifty*" une réalité.

Par ailleurs, pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics féminins au travers de l'association "Elles Bougent" qui promeut en France la place des femmes dans les filières techniques. Enfin, 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 qui 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.

En décembre 2020, la part des femmes dans le Groupe est de 21,5%. Le taux de femmes dans le management est de 24,1%. Au sein du ENGIE 50, instance constituée des CEO de BU et des directeurs fonctionnels des services centraux, le taux de femme est de 27,6% soit 13 femmes et 34 hommes. Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 36% soit quatre femmes et sept hommes.

	2020								2019
GRI 405-1	**États-Unis et Canada**	**France hors Infra-structures**	**Infra-structures France et autres**	**Reste de l'Europe**	**Amérique latine**	**Moyen-Orient, Asie et Afrique**	**Autres**	**Groupe**	**Groupe**
Proportion de femmes dans l'effectif □□	23,9%	16,7%	27,6%	21,9%	16,8%	17,8%	38,2%	21,5%	20,9%
Proportion de femmes dans le management □□	25,1%	22,4%	32,9%	17,7%	22,4%	21,1%	30,1%	24,1%	23,5%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*
Proportion de femmes dans les embauches CDI	21,0%	15,8%	34,2%	23,1%	19,2%	20,3%	35,2%	21,8%	22,0%
Proportion de femmes dans les embauches cadres CDI	22,4%	25,7%	40,7%	20,6%	32,7%	21,1%	31,6%	27,0%	25,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*

3.4.4.1.2 Égalité salariale

Les efforts entrepris en 2019 sur l'égalité professionnelle et salariale se sont poursuivis dans toutes les filiales françaises pour améliorer les résultats de l'index de l'égalité femmes-hommes. En 2020, dans le cadre de sa politique RSE et en soutien de sa Raison d'Être, ENGIE a étendu l'obligation de calculer annuellement l'index dans chacune de ses entités légales en France et à l'international. En France, le score de l'index consolidé est de 89 (1) en progression de 17 points par rapport à 2019. Au niveau Groupe, l'index consolidé s'avère également en nette amélioration puisque qu'il s'élève à 84 versus 72 en 2019. Pour faciliter la mise en œuvre des plans d'actions des BU en faveur de l'égalité professionnelle et salariale entre les femmes et les hommes, la DRH Groupe a développé EQUIDIV, l'outil d'aide à la décision qui permet un calcul automatique de l'index à partir de données individuelles et fournit les actions prioritaires de remédiation. Cet outil a été déployé dans toutes les entités concernées par le calcul de l'index en France comme à l'international, entre 2019 et 2020.

3.4.4.1.3 Égalité professionnelle

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, la prévention du harcèlement sexuel. Les agissements sexistes ont fait l'objet d'un article spécifique.

La Direction s'est engagée à développer des campagnes de sensibilisation pour lutter contre le sexisme, à prendre toutes les mesures nécessaires pour prévenir les faits de harcèlement sexuel et à mettre en place des outils d'alerte pour permettre le signalement de tout comportement déviant.

Par ailleurs, sur la base d'un benchmark international des législations en vigueur sur le sujet, le Groupe a défini un cadre de référence international commun visant à éradiquer le harcèlement sexuel. Dans le prolongement de cette thématique, et parce que le confinement a renforcé l'occurrence de ce risque, ENGIE a lancé une campagne globale d'information et de sensibilisation sur les violences domestiques à l'occasion de la journée internationale pour l'élimination de la violence à l'égard des femmes. Au travers de cet accord, le Groupe s'engage à encourager un meilleur équilibre entre la vie professionnelle et la vie personnelle, notamment par l'aménagement du temps de travail et par une politique parentalité volontariste.

En France, la majorité des entités du Groupe ont signé un accord relatif à la mise en place du travail à distance régulier sur base d'un à deux jours par semaine. Avant le confinement de mars 2020, on comptait moins de 30% de salariés en télétravail. Avec la crise sanitaire, les négociations pour renouveler les accords qui arrivent à échéance seront l'occasion de tenir compte du retour d'expérience sur le télétravail généralisé. Certaines entités ont également signé des accords relatifs au droit à la déconnexion.

(1) Calculé sur les données de 2020

Le Groupe donne accès en France à une crèche d'entreprise de 60 berceaux et à des places en réseau. Durant le confinement, ENGIE a proposé un service de garde à domicile pour les enfants et les proches dépendants afin d'aider les salariés qui n'avaient pas de moyen de substitution. Depuis le démarrage, plus de 1 000 salariés se sont abonnés et plus de 1 500 prestations ont été réalisées partout en France. ENGIE a prolongé l'abonnement pour l'année scolaire 2020-2021.

Par ailleurs, une expérimentation au Corporate d'ENGIE SA en France a été lancée début 2020 pour allonger le congé paternité de 11 jours à six semaines avec un encouragement mené auprès des salariés pères à le prendre. Cette expérimentation sera généralisée en cohérence avec les directives des pouvoirs publics français.

Ces différents dispositifs d'aménagement du temps de travail ou d'amélioration des conditions de travail contribuent à la maîtrise des taux d'absentéisme.

	2020								2019
GRI 403-2	États-Unis et Canada	France hors Infrastructures	Infrastructures France et autres	Reste de l'Europe	Amérique latine	Moyen-Orient, Asie et Afrique	Autres	Groupe	Groupe
Taux d'absentéisme	2,6%	7,0%	8,9%	5,9%	3,3%	3,8%	5,1%	6,0%	5,2%
Taux d'absentéisme maladie	0,8%	5,3%	3,9%	4,2%	1,6%	1,0%	1,9%	3,8%	3,4%
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	*99,13%*

3.4.4.2 Inclusion et accompagnement vers l'emploi

ENGIE est un acteur majeur, engagé et actif et développe de nombreuses initiatives innovantes en partenariat avec son écosystème pour favoriser l'apprentissage.

Membre fondateur du Collectif des entreprises pour une économie plus inclusive, le Groupe mène depuis 2018, aux côtés de 34 grandes entreprises et des pouvoirs publics, des actions sur l'ensemble du territoire pour favoriser 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 3e jusqu'à leur entrée dans la vie professionnelle.

Le Groupe s'implique dans l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion via le programme "Parcours Emploi Mobilité Sport" (PEMS). Ce programme aide les jeunes de 17 à 26 ans issus des quartiers prioritaires ou des jeunes mineurs isolés pris en charge par l'aide sociale à l'enfance ou des associations à intégrer un contrat en alternance. Depuis l'origine de l'action en 2016, ce sont plus de 300 jeunes qui ont été accompagnés avec un taux de sortie positive toujours supérieur à 60%. Pour conduire cette action, ENGIE s'appuie sur un réseau de parrains et marraines salariés volontaires qui accompagnent les jeunes dans leur recherche d'alternance et d'entreprise d'accueil tout en leur apportant un soutien moral. Pour lutter contre l'isolement pendant le confinement, ENGIE s'est engagé plus fortement en distribuant des ordinateurs et des paniers repas aux jeunes du programme.

Le Groupe s'est engagé en 2020 aux côtés de la Fondation Innovations Pour les Apprentissages (FIPA) et soutient le programme "Ingénieuses" en accompagnant une douzaine de femmes alternantes en bac professionnel souhaitant intégrer un cursus BTS Technique puis une école d'ingénieur généraliste.

ENGIE a lancé avec Nestlé le projet pilote "Apprenti *Swap*" qui permet à quatre jeunes recrutés en apprentissage de préparer dès la rentrée scolaire 2020 un Master 2 en marketing digital en deux ans, chaque année étant effectuée en apprentissage dans chacune des deux entreprises partenaires.

Au périmètre européen, ENGIE est partenaire de l'*Alliance For Youth* depuis décembre 2015. Il a renouvelé son soutien au dispositif "Entreprendre Pour Apprendre" en mettant à disposition sept salariés bénévoles du Groupe pour coacher six mini-entreprises et financer 50 "European Skills Pass" sur l'année scolaire 2019-2020. Avec ses partenaires de la coalition, le Groupe a émis des recommandations auprès du Commissaire européen à l'emploi et de membres du Parlement européen pour valoriser les actions en faveur de la jeunesse.

Au périmètre monde, ENGIE est devenu membre du *Global Apprenticeship Network* (GAN), réseau mondial de l'apprentissage en en prenant la présidence France en novembre 2020.

ENGIE contribue par ailleurs à l'aide à la création d'emploi via la Fondation Agir Pour l'Emploi (FAPE) sous l'égide de la Fondation de France dont les ressources proviennent des dons des salariés et retraités du Groupe abondés à 100% par leurs entreprises. Depuis sa création en 2013, la FAPE (France et Belgique) a versé plus de 1,7 million d'euros de subventions en faveur de 150 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi et la lutte contre l'exclusion. Ces 150 projets ont permis de créer 250 emplois et d'en consolider 250 sur l'ensemble du territoire. Le Groupe SNC, Solidarité Nouvelle contre le Chômage, fait partie des associations que la FAPE soutient. Elle rassemble des bénévoles d'ENGIE qui accompagnent par binôme une dizaine de chômeurs de longue durée domiciliés en Île-de-France. Enfin, pour la neuvième année consécutive, ENGIE sensibilise une quarantaine de collaborateurs aux problématiques intergénérationnelles en participant au programme Octave, outil puissant d'accompagnement du changement piloté par la société Danone. C'est en s'ouvrant ainsi aux autres entreprises qu'ENGIE développe sa capacité d'innovation.

3.4.4.3 Diversité

3.4.4.3.1 Handicap

ENGIE est pleinement engagé sur le handicap et porte ses engagements au plus haut niveau du Groupe. En France, les actions portent principalement sur le recrutement et l'intégration, l'accompagnement et le maintien dans l'emploi, la sensibilisation et la communication, la collaboration avec le secteur protégé. En 2019, le Groupe a souhaité réaffirmer la nécessité d'une mobilisation collective des entreprises en signant aux cotés de 130 grandes entreprises le "Manifeste pour l'inclusion des personnes en situation de handicap dans la vie économique". Par cette charte d'engagements opérationnels, ENGIE se mobilise avec les autres signataires notamment sur le rapprochement du monde de l'Éducation et du monde du travail pour faciliter la découverte des métiers aux plus jeunes et leur accès au marché du travail par l'alternance.

Grâce à des moyens financiers et humains, 3 millions d'euros par an en moyenne et plus d'une vingtaine de référents handicap appuyés par des relais locaux, ENGIE emploie en France plus de 2 800 salariés en situation de handicap et environ 3 300 dans le monde. Le taux d'emploi direct d'ENGIE en France est de 3,7% en 2020.

ENGIE considère l'alternance comme un levier pour recruter des jeunes en situation de handicap. Le Groupe s'est engagé à faire un effort significatif pour recruter chaque année des alternants en situation de handicap pour tendre vers un taux de 3% à fin 2021 en France, soit plus de 200 alternants en situation de handicap. À fin décembre 2020, on estime que le taux d'alternants en situation de handicap était proche de 1,2%. Pendant la période de crise sanitaire, une expérimentation a été menée sur le bassin nantais en lien avec des lycées professionnels. Humando Pluriels, partenaire d'ENGIE, a réalisé un sourcing de candidats et a permis de recruter en alternance, sur des métiers techniques, quatre personnes dont trois femmes en reconversion et en situation de handicap.

La collaboration avec le Secteur du Travail Protégé et Adapté (STPA) 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. En France, ENGIE est partenaire du réseau GESAT. Il met ENGIE en relation économique avec des prestataires du secteur du travail protégé et adapté. Les prestations réalisées représentaient environ 7 millions d'euros en 2020.

3.4.4.3.2 Diversité religieuse

Parmi les 26 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance supposée ou non à une religion. ENGIE s'engage à ce qu'aucun salarié ou candidat ne soit traité de façon défavorable en raison de ses convictions religieuses. Afin d'accompagner les managers sur cette thématique, le Groupe a édité en 2015 des repères sur la diversité religieuse dans l'entreprise. En 2019, ce guide a été actualisé et mis à disposition des entités. Il a été complété d'une version interactive et d'un kit d'animation de réunions.

3.4.4.3.3 LGBT+ (lesbiennes, gays, bisexuels, trans et nouvelles identités)

Dans le cadre de ses actions en faveur de la diversité et de lutte contre les discriminations, ENGIE a signé le 6 décembre 2017 la Charte d'Engagement LGBT+ de L'Autre Cercle. En 2019, ENGIE a participé au Baromètre IFOP-L'Autre Cercle qui a permis d'évaluer la perception des salariés, quelle que soit leur orientation sexuelle ou leur identité de genre, sur l'inclusion de personnes LGBT+ dans leur environnement de travail et de mettre en place les actions induites. En octobre 2020, en France, ENGIE a publié le guide pratique "LGBT+, comprendre pour agir ensemble" afin de sensibiliser chacun.e à la question LGBT+ dans l'entreprise. ENGIE a participé à l'édition 2020 des 95 Rôles Modèles LGBT+ & Allié.e.s au Travail en France de L'Autre Cercle. Deux collaborateurs y ont été nommés dans la catégorie Rôles Modèles LGBT+ Leaders et Allié.e.s Dirigeant.e.s.

3.4.5 Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.5.1 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. 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 qui ont pour objectif de rémunérer la performance collective et individuelle.

3.4.5.2 Protection sociale

ENGIE veille à s'inscrire dans les meilleures pratiques des grands Groupes internationaux en matière de protection sociale et s'assure de la compétitivité des dispositifs de ses entités au regard des pratiques locales. En 2020, ENGIE a déployé au périmètre mondial le programme de protection sociale *ENGIE Care*. Il permet à chaque collaborateur de bénéficier d'une couverture santé garantissant le remboursement a minima de 75% des frais en cas d'hospitalisation. Il protège aussi la famille ou les proches en cas de décès ou d'invalidité totale et permanente du collaborateur via le versement d'un capital équivalent à 12 mois de salaire au minimum. Par ailleurs, *ENGIE Care* prend en charge à 100% 14 semaines minimum de congés maternité et 4 semaines minimum de congés paternité. *ENGIE Care* accélère la performance du Groupe en matière d'*employee benefits* en donnant accès à un pool d'assurances international offrant des conditions de souscription optimisées avec un partage possible des excédents locaux et mondiaux.

En plus de protéger les salariés face aux aléas de la vie et ce partout dans le monde, *ENGIE Care* contribue à l'attractivité du Groupe et à la rétention des collaborateurs. Il permet un meilleur équilibre vie privée/vie professionnelle. Il améliore l'égalité des chances entre les hommes et les femmes et renforce la politique RSE d'ENGIE.

3.4.5.3 Politique d'épargne salariale Groupe

Les dispositifs d'épargne salariale Groupe sont accessibles aux salariés des sociétés consolidées par intégration globale ou sociétés dont la majorité du capital social est détenue directement ou indirectement par ENGIE SA.

3.4.5.3.1 Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe peuvent accéder à un dispositif de Plan d'Épargne Groupe (PEG) regroupant les fonds d'actionnariat salarié ainsi qu'une large gamme de supports dédiés d'épargne diversifiée et qui totalise près de 2 milliards d'euros d'avoirs à fin 2020. Hors de France, des dispositions sont également en place dans certains pays pour permettre aux salariés de constituer une épargne dans des conditions adaptées à leur législation locale.

3.4.5.3.2 Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié peut constituer à son rythme, une épargne en vue de la retraite en effectuant des versements sur le Plan d'Épargne pour la Retraite Collectif (PERCO) du groupe ENGIE. Hors de France, des plans existent dans certains pays, permettant aux salariés de compléter leur retraite via un apport volontaire dans des conditions favorables.

3.4.5.3.3 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. Il vient compléter la gamme des supports de placement du PEG et du PERCO depuis le début de l'année 2012 et permet aux collaborateurs d'être partie prenante d'une initiative sociale en cohérence avec leurs métiers.

3.4.5.4 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 2020, les salariés des différentes filiales françaises ont ainsi épargné près de 80 millions d'euros sur les plans d'épargne salariale Groupe auxquels se sont ajoutés 27 millions d'euros d'abondement.

Au niveau de la société ENGIE SA, un accord d'intéressement a été signé le 20 juillet 2020 avec trois organisations syndicales représentatives. Cet accord prévoit le versement d'une enveloppe de 7% des rémunérations principales en cas d'atteinte des objectifs qui sont d'ordre financier à hauteur de 3% et extra-financiers à hauteur de 4%. Le montant versé en 2020 au titre de l'intéressement 2019 est de 15 574 863 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 2019 conduit à l'absence de versement en 2020.

3.4.5.5 Actionnariat salarié

Avec un taux d'actionnariat salarié de 3,2%, ENGIE se distingue par une politique d'actionnariat dynamique et innovante. ENGIE organise périodiquement l'opération d'actionnariat salarié d'envergure mondiale nommée "Link". ENGIE a réalisé la plus grosse opération d'actionnariat salarié de l'année 2018 avec un volume de 340 millions d'euros. Cette dernière opération a été souscrite par plus de 40 000 salariés dans le monde à des conditions attractives en terme de décote et d'abondement. ENGIE s'est par ailleurs distingué par son innovation en étant le seul émetteur à proposer un produit structuré "LINK +". Sa durée de blocage de 10 ans en contrepartie d'une décote et d'un abondement spécifique a permis au plus grand nombre de souscrire en proposant des conditions de paiement étalées dans le temps. Compte tenu des moyens mis en œuvre, la fréquence de ce type d'opération n'est pas annuelle.

3.4.5.6 Actions de performance / Éléments d'incitation à long terme

ENGIE attribue des actions de performance qui sont décrites avec précision à la Section 4.4.3. Ces actions dont l'échéance minimale est de trois ans sont assorties de conditions de performance internes et externes. Ce dispositif n'est pas réservé aux dirigeants et ENGIE attribue depuis plusieurs années des actions de performance à plus de 7 000 salariés répartis dans le monde.

3.4.6 Dialogue social

Au sein des instances représentatives nationales et européennes et à travers des accords collectifs nationaux, européens et mondiaux, ENGIE associe ses partenaires sociaux à la mise en œuvre de son Ambition Sociale, ouverte et élargie à la prise en compte des enjeux environnementaux et sociétaux.

3.4.6.1 Instances représentatives

Le dialogue social de niveau Groupe s'organise autour de deux instances représentatives qui sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel :

- **Le Comité d'Entreprise Européen (CEE) :** composé de 41 membres titulaires représentant les 140 813 salariés répartis en Europe, le CEE a pour objectifs de développer et renforcer le dialogue social européen, garantir une représentation équilibrée entre les pays et les grands métiers du Groupe et développer un dialogue social au niveau de ces grands métiers. Un secrétariat de 13 membres représentant huit pays se réunit tous les deux mois. En 2020, deux réunions plénières du CEE se sont tenues, complétées de six réunions du secrétariat du CEE et de huit réunions des groupes de travail santé-sécurité, social, stratégie et études. À noter qu'à compter du mois d'avril, les réunions se sont tenues en visioconférence en raison des restrictions de déplacements et de réunions physiques liées à la crise sanitaire.
- **Le Comité de Groupe France :** cette instance qui représente plus de 78 400 salariés en France est composée de 30 membres titulaires. Le Comité de Groupe France est une instance d'informations avec les représentants des institutions représentatives du personnel des sociétés françaises. En 2020, deux réunions se sont tenues.

3.4.6.2 Accords collectifs Groupe

Conformément à ses engagements, ENGIE a ouvert en septembre 2020, avec les fédérations syndicales internationales, la négociation d'un accord mondial portant sur les droits fondamentaux et la responsabilité sociale. La conclusion de cet accord est prévue au premier trimestre 2021.

3.4.7 Note méthodologique de calcul des indicateurs sociaux

3.4.7.1 Outil

Les indicateurs sociaux sont issus du *Reporting* Social Groupe (RSG). 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 du Groupe ENGIE, sont réalisés dans l'outil de consolidation SyGMA conformément au périmètre financier IFRS.

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.

3.4.7.2 Périmètre de restitution

Les données Groupe regroupent celles des BU existantes en 2020 et du Corporate regroupées en sept secteurs reportables essentiellement par zones géographiques de l'activité du Groupe (voir Section 1.6 pour plus de précision).

Un taux de restitution fonction de l'effectif couvert est attaché à chaque indicateur. Les données relatives à la formation professionnelle de la BU GTT ont été exclues ainsi que pour certaines entités aux États-Unis.

3.4.7.3 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 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, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

3.4.7.4 Contrôle interne

Les données sociales sont consolidées et contrôlées successivement par chaque entité opérationnelle et par chaque BU avant de l'être au niveau de la DRH Groupe.

3.4.7.5 Précisions sur certains indicateurs

3.4.7.5.1 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.

3.4.7.5.2 Flux de personnel

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 31/12/N. L'indicateur licenciement ne comprend pas les ruptures conventionnelles.

3.4.7.5.3 Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. 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.

3.4.7.5.4 Développement professionnel

Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais impartis, un arrêté et une prévision des données manquantes de fin d'année sont réalisés.

Formation : 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 être variés mais doivent inclure un descriptif de contenu pédagogique. La répartition des heures de formation par thème n'incluent pas les heures de *e-learning*.

3.4.7.5.5 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.

3.4.8 Politique de santé et sécurité

3.4.8.1 Les résultats

Les résultats en matière de santé-sécurité du Groupe sont les suivants :

- un taux de fréquence total des accidents avec arrêt des salariés et des sous-traitants intervenant sur site à accès contrôlé de 2,7 bien en dessous de l'objectif maximum de l'année de 3,3. L'effet de la crise sanitaire sur ce résultat a été marqué particulièrement lors des périodes de confinement des pays où intervient le Groupe ;
- un taux de gravité des accidents avec arrêt des salariés de 0,11 en nette diminution par rapport à l'année précédente dans le contexte très particulier de 2020 (0,14 en 2019).

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi les salariés du Groupe, intérimaires et sous-traitants a été de six en 2020, trois salariés et trois sous-traitants.

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles reconnues a été en 2020 de 106, en diminution par rapport à 2019 (120).

3.4.8.2 Le dispositif de management santé-sécurité

La politique santé-sécurité du Groupe définit les principes fondamentaux du management de la santé-sécurité. Cette politique a fait l'objet d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes et les représentants des fédérations mondiales.

En déclinaison de ces principes, les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Groupe santé-sécurité.

3.4.8.2.1 Reporting des résultats

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par :

- le Comex ;
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ;
- le Conseil d'Administration.

En 2020, l'ensemble des analyses des accidents de travail mortels ont été présentées au Comex et au CEEDD. Des points réguliers sont également présentés en Conseil d'Administration et en ENGIE 50 (ensemble des Directeurs des BU et des principales Directions fonctionnelles du Groupe).

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les *managers* et la filière santé-sécurité du Groupe. Ils sont portés via la voie managériale au sein des BU et mis à disposition de l'ensemble des salariés via l'intranet du Groupe.

Des points périodiques et des revues annuelles sont réalisés avec chaque BU afin d'apprécier l'efficacité des actions mises en œuvre. Ils permettent également d'évaluer la capacité des BU à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

3.4.8.2.2 Maitrise des risques induits par la pandémie de la Covid-19

Pour maitriser les risques induits par la crise sanitaire de la Covid-19, des comités de gestion de crise ont été mis en place aux différents niveaux de gouvernance du Groupe. Un comité de pilotage Covid-19 Groupe a été chargé de la supervision des actions d'ENGIE. En complément, trois comités spécifiques ont été créés, dont l'un dédié à la protection des personnes. Ce comité a été chargé de rédiger puis d'adapter les *guidelines* générales de maitrise des risques sanitaires ainsi que différentes *guidelines* thématiques.

Un dispositif spécifique de communication a permis d'accompagner le déploiement des différentes mesures de protection des personnes.

Pendant toute la crise, les filières santé-sécurité, RH et communication ont collaboré étroitement aux différents niveaux d'organisation du Groupe. Cette collaboration a permis de mettre en œuvre les actions de prévention les mieux adaptées aux différentes situations rencontrés dans les BU.

Dès le début de la crise, le Groupe a pris la décision de limiter au maximum les contaminations en s'inspirant des meilleures pratiques externes. Le Groupe a fait appel à un prestataire spécialisé en gestion des risques sanitaires sur différents territoires pour l'éclairer dans ses prises de décision. Les mesures pour prévenir la contamination des salariés, sous-traitants et clients ont été appliquées en tenant compte de l'état de contamination du pays.

Les managers ont été sensibilisés à la nécessité d'une écoute renforcée de leurs collaborateurs en télétravail ou actifs sur leur lieu de travail habituel. Une attention particulière a été accordée à la détection des signaux faibles marqueurs d'un mal-être psychique. Des enquêtes régulières ont été administrées par les BU auprès de leurs collaborateurs pour évaluer leur qualité de vie au travail. Elles ont permis de qualifier leur ressenti, notamment sur le soutien qui leur est apporté et d'identifier leurs besoins éventuels.

L'ensemble des collaborateurs ont pu disposer des masques appropriés à leurs activités, grâce à une gestion rigoureuse des stocks. Le Groupe a mis en place un suivi hebdomadaire du nombre de collaborateurs contaminés. Les taux de contamination sont restés cohérents avec ceux des pays dans lesquels les activités étaient exercées.

Le dispositif mis en place s'est inscrit dans une boucle d'amélioration continue. Les retours des BU exprimant leurs besoins et faisant part de leurs difficultés ont permis d'adapter le dispositif de prévention aux différents niveaux d'organisation du Groupe. Une enquête plus approfondie a été mise en œuvre à l'été 2020 portant à la fois sur les aspects santé-sécurité et RH. Cette enquête a permis d'identifier des axes d'amélioration, tel que la nécessité d'adapter les règles du Groupe relatives à la Covid-19 pour qu'elles puissent être maintenues dans la durée.

3.4.8.2.3 Maitrise des risques santé-sécurité au travail

Une vigilance renforcée vis-à-vis des risques santé-sécurité au travail a été exercée en période de Covid, en particulier lors des phases de reprise d'activité. L'objectif a été d'éviter que le risque de contamination vienne occulter les autres risques toujours présents. Une campagne de communication spécifique a été déployée en ce sens. En même temps qu'un fort investissement pour maitriser le risque pandémique, le Groupe a poursuivi l'amélioration de sa maitrise des risques au travail.

Le programme d'actions pour renforcer la culture sécurité de chacun, portant notamment sur la prévention des accidents graves et mortels, intitulé "*No Life at Risk*" s'est poursuivi. Ce programme intègre différentes dispositions telles que les "Règles Qui Sauvent", l'arrêt du travail si la sécurité n'est pas assurée (démarche "*Stop the work*"), l'identification des événements à haut potentiel de gravité (voir Section 3.4.8.4). Ces dispositions font l'objet d'actions de sensibilisation régulières au sein des entités.

L'année 2020 a été l'occasion de renforcer la maitrise du risque de levage. Le Groupe et ses BU ont ainsi déployé différents outils de maitrise de ce risque autour des étapes-clés des opérations de levage. Des *guidelines*, vidéo de sensibilisation au risque, outil d'auto-évaluation du respect des fondamentaux ont été mis à disposition des opérationnels.

Depuis de nombreuses années, le Groupe, ses BU et filiales multiplient les initiatives pour améliorer la qualité de vie au travail de leurs collaborateurs. En 2020, le Groupe a mis en place un réseau de référents sur la qualité de vie au travail avec notamment pour objectifs :

- la mise en commun des ressources et des outils existants ou en cours de développement ;
- la conception de nouveaux outils ;
- le partage des retours d'expérience et des bonnes pratiques entre les BU ;
- le renforcement du partage entre les filières ressources humaines et santé-sécurité.

Une attention particulière a été portée à la maitrise des risques psycho-sociaux, notamment au travers d'actions d'amélioration de la qualité de vie au travail.

3.4.8.2.4 Définition du nouveau plan d'actions 2021-2025

Les ambitions du Groupe en matière de santé-sécurité au travail exprimées au travers de sa politique sont déclinées sous la forme de plans d'actions pluriannuels. Le nouveau plan d'action 2021-2025 reprend les quatre enjeux majeurs du Groupe en santé-sécurité :

- le *leadership* : il s'agit d'accroitre la responsabilisation de tous les managers dans la prise en compte des risques santé-sécurité ;
- l'anticipation, en priorisant l'identification et la maitrise des évènements à haut potentiel de gravité ("HiPo") ;
- l'intégration, avec pour objectif d'amener rapidement les sociétés nouvellement acquises aux standards du Groupe ;
- l'acculturation, en partageant notre culture santé-sécurité avec tous nos collaborateurs et sous-traitants.

Le nouveau plan d'actions s'articule autour de trois axes de prévention :

- "*No life at risk*", maitrise des risques physiques liés à la réalisation directe des activités ;
- "*No mind at risk*", bien-être au travail, vigilance, maitrise des risques liés au contexte d'exécution des activités ;
- "*No asset at risk*", dédié à la sécurité de nos activités industrielles.

Deux leviers transverses majeurs seront mis en œuvre :

- l'utilisation d'outils digitaux avec pour objectifs une sécurisation accrue des activités des collaborateurs et sous-traitants du Groupe, ainsi que l'amélioration de la qualité de vie au travail ;
- la communication en appui du renforcement de la culture santé-sécurité et de l'engagement de chacun.

3.4.8.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs ont été utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants. Les ambitions du Groupe en santé-sécurité, les actions majeures à mettre en œuvre ainsi que les résultats du Groupe ont été régulièrement présentés aux principaux dirigeants du Groupe. Le programme d'actions "*No Life at Risk*" portant notamment sur la prévention des accidents graves et mortels s'est poursuivi.

L'animation de la filière santé-sécurité a fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes BU et entités. Cette animation s'est appuyée sur l'organisation de webinars mensuels thématiques, de présentation de l'analyse des accidents mortels et sur la mise à disposition de différents supports techniques.

Une *newsletter* hebdomadaire "*Prevention News*" reprenant l'essentiel des échanges avec les BU, a été adressée à l'ensemble de la filière santé-sécurité. Ce document permet de partager à la maille du Groupe l'ensemble des accidents, situations dangereuses significatives et événements à haut potentiel de gravité

3.4.8.4 La prévention des accidents graves et mortels

Le Groupe a défini neuf "Règles Qui Sauvent", dernière barrière avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières n'ont pas fonctionné. Les BU ont mis en œuvre une démarche systématique d'identification, d'analyse et de traitement des événements à haut potentiel de gravité ("HiPo"), précurseurs d'accidents graves.

En outre, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche "*Stop the work*"). Les opérateurs doivent également mettre en œuvre "la minute qui sauve", qui consiste à réaliser sur le terrain une nouvelle évaluation des risques afin de s'assurer que ceux-ci sont bien sous contrôle.

Enfin, le Groupe attend également de tous ses collaborateurs qu'ils soient attentifs à la sécurité des autres personnes, dispositif dit de "vigilance partagée".

3.4.8.5 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés s'est poursuivi en 2020 aux différents niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes. Un Groupe de travail permanent santé-sécurité qualité de vie au travail est installé au niveau du comité d'entreprise européen. Il a réalisé chaque semestre une revue des résultats et actions engagées en matière de santé-sécurité au travail.

Concernant la gestion de la pandémie, les instances représentatives ont été régulièrement informées et sollicitées sur les nouvelles dispositions à mettre en œuvre.

Données santé-sécurité

Précisions sur les indicateurs santé-sécurité

Les analyses effectuées dans ce document concernent les entités et activités dont ENGIE a le management opérationnel, quel que soit le mode de consolidation financière.

Le périmètre de reporting santé-sécurité au travail inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession.

Concernant l'indicateur 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 d'accidents mortels (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs) □□	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
GROUPE [1]					
2020	**3**	**3**	**0,19**	**0,11**	**106**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	2	3,7	0,21	0,14	120
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	4	3,4	0,19	0,13	91
% de restitution	*100%*	*98%*	*98%*	*98%*	
AMÉRIQUE DU NORD					
2020	**0**	**1,03**	**0,08**	**0,05**	**1**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,73	0,11	0,09	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	0	1	0,03	0,03	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE HORS INFRASTRUCTURES					
2020	**1**	**4,47**	**0,36**	**0,19**	**4**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	5,25	0,36	0,21	108
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	1	5,22	0,34	0,20	82
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
FRANCE INFRASTRUCTURES					
2020	**0**	**2,02**	**0,07**	**0,07**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	2,1	0,10	0,08	0
% de restitution	100%	100%	100%	100%	
2018	1	2,47	0,12	0,07	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
RESTE DE L'EUROPE					
2020	**1**	**3,27**	**0,19**	**0,12**	**1**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	3,60	0,23	0,17	5
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	0	3,72	0,12	0,11	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
AMÉRIQUE LATINE					
2020	**1**	**2,83**	**0,07**	**0,06**	**84**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	5,28	0,12	0,09	6
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	1	1,84	0,10	0,10	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	

	Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)	Taux de fréquence (collaborateurs) □□	Taux de gravité [2] (selon référentiel français)	Taux de gravité [2] (selon référentiel OIT)	Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle
MOYEN-ORIENT / AFRIQUE / ASIE					
2020	**0**	**1,26**	**0,02**	**0,02**	**0**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	1	1,09	0,02	0,01	0
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	0	0,48	0,01	0,01	4
% de restitution	*100%*	*80%*	*80%*	*80%*	
AUTRES					
2020	**0**	**0,68**	**0,02**	**0,02**	**16**
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2019	0	1,64	0,03	0,03	1
% de restitution	*100%*	*100%*	*100%*	*100%*	
2018	0	1,09	0,03	0,03	0
% de restitution	*100%*	*97%*	*97%*	*97%*	

(1) Le Groupe comprend les sept secteurs d'ENGIE
(2) 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 parfois 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 le site internet du Groupe) 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 sous l'autorité du Directeur Environnement. Elle s'appuie dans chaque BU 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. Ce bilan est également enrichi du rapport fourni par les BU en accompagnement de la lettre de conformité environnementale, ainsi que des résultats des audits environnementaux commandités par le Comex.

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"), 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. Le Groupe s'était fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux en ligne avec le respect d'une hausse maximum de température de 2 °C, et en faveur de la généralisation de réglementations donnant un prix au carbone qui constituerait un signal prix pour l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. À cette fin, le Groupe est actif au sein de la *Carbon Pricing Leadership Coalition* (CPLC).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2020, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 75,7% 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.

(1) Chiffre d'affaires pertinent : après exclusion du chiffre d'affaires généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.)

Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Par une certification EMAS	3,72%	3,09%	2,42%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS)	57,25%	59,09%	65,99%
Par d'autres certifications SME externes	2,80%	2,90%	2,15%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**63,77%**	**65,08%**	**70,57%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	11,92%	7,36%	9,73%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**75,68%**	**72,43%**	**80,30%**

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 du SME.

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 maitriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française et prenant en compte les préconisations de la *Global Reporting Initiative* (GRI).

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.

Un système de lettres de conformité environnementale garantit l'implication du management opérationnel.

Éléments méthodologiques

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 est déployé dans chaque BU et couvre ainsi 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.

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 intégration proportionnelle, les impacts environnementaux sont consolidés proportionnellement au taux d'intégration financière du Groupe, pour autant que le contrôle technique opérationnel leur appartienne à 100% ou qu'il soit *a minima* 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 (p. ex. : 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.

Pour le calcul des indicateurs de management environnemental de type "part du 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 jeu de procédures pour la remontée des informations environnementales se compose de procédures génériques déclinées en instructions types à mettre en œuvre aux niveaux appropriés du processus de *reporting*. Le déploiement des procédures et des instructions à travers l'ensemble du Groupe repose sur un réseau de correspondants et de coordinateurs environnementaux dûment mandatés. Ces procédures et instructions de travail au niveau Groupe et BU 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 BU.

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).

Auparavant, ENGIE indiquait pour chaque indicateur publié un "taux de couverture" qui correspondait au taux de réponses obtenues auprès de l'ensemble des entités interrogées. Grâce à la mise en œuvre du nouvel outil de *reporting* EARTH, le taux de couverture est dorénavant de 100% pour tous les indicateurs.

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

- 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 BU pour vérifier à quelles entités financières sont rattachées les entités industrielles qui contribuent dans l'outil EARTH ;
- pour les installations brûlant du gaz naturel et ne disposant pas de systèmes de mesures automatisées, un facteur par défaut a été mis en place pour les émissions de SOx et pour les émissions de particules fines (facteurs recommandés par l'EMEP, *European Monitoring and Evaluation Programme*) ;
- 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 en 2011 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 consommations d'eau douce et d'eau non-douce ;
- 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 modernisation d'installations et par la réhabilitation des sols ne sont pas couverts par les indicateurs de déchets d'activité ;
- les émissions de CO_2 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. C'est également le cas pour les combustibles alternatifs pour lesquels il n'est pas possible d'utiliser de facteurs d'émission standards ;
- le potentiel de réchauffement global (PRG) permet de comparer la capacité de réchauffement des différents gaz à effet de serre par rapport au CO_2. Les PRG utilisés pour convertir les émissions de GES du Groupe en CO_2 équivalents sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (5^{th} *Assessment Report* – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans ;
- les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg éq.CO_2/MWh sont calculées sur le périmètre des BU pour lesquelles il s'agit d'une activité principale : Génération Europe, Amérique du Nord, Amérique latine, Brésil, Asie-Pacifique, Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie, Benelux, Europe du Nord – du Sud et de l'Est, Royaume-Uni, France BtoB, France Réseaux et France Renouvelables ;
- à des fins de cohérence, le facteur pour convertir l'énergie thermique produite (GWhth) en énergie électrique (GWhe) est fixé à 0,44 pour toutes les activités de production d'énergie du Groupe et à 0,25 pour les incinérateurs ;
- 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 ;
- l'indicateur d'efficacité énergétique concerne les centrales à combustibles fossiles et à biocombustibles. Il inclut également la chaleur fournie par des tiers ;
- 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 émissions de NOx, de SOx et de particules fines sont calculées localement sur la base de mesures. Depuis cette année, si des mesures discontinues sont effectuées sur un site, une moyenne des mesures sur les cinq dernières années est réalisée lorsque cela est possible. Ce changement méthodologique, qui permet d'éviter des incohérences liées à des mesures ponctuelles, a notamment entraîné une augmentation de 3% des émissions de NOx en 2019. Quand il n'est pas possible de mesurer ces émissions, une méthode de calcul est fournie pour les émissions de NOx et des facteurs d'émission standards basés sur les consommations de combustibles sont utilisés pour les SOx et les particules fines. Ces facteurs d'émission sont issus des référentiels de l'Agence de Protection de l'Environnement américaine (US EPA) ;
- 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 énergie-climat française de 2019 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 (-6,7 Mt en 2020) et a retraité les données 2018 et 2019 à des fins de cohérence

(-8,53 Mt en 2018 et -8,9 Mt en 2019). 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. A 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.

- En 2018, les centrales de Glow en Thaïlande ont été cédées à Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC). Ces installations devaient quitter le périmètre ENGIE d'ici fin 2018 mais y sont finalement restées jusqu'au 18 mars 2019 suite à des retards occasionnés par les procédures administratives thaïlandaises. A des fins de cohérence, les valeurs 2019 ont été corrigées pour tenir compte de cette activité. Cela inclut notamment les consommations de combustibles, 1,8 Mt d'émissions directes de GES et la production d'énergie. Les autres indicateurs (management, déchets, air, eau) ont été estimés sur la base de la production 2019 et des données collectées en 2018. Deux autres entités plus modestes, Viking Energy of Lincoln et Viking Energy of McBain aux États-Unis, ont été réintégrées en 2020 sur le même principe.
- la méthodologie de calcul du poste "Achats de biens et services", dans "Autres émissions indirectes de GES", a été revue en 2020. D'une part, des sous-catégories d'achat ont été créées pour calculer plus finement les émissions de GES associées aux achats. D'autre part, le volume de dépenses non encore catégorisées a été pris en compte en extrapolant la nature de ces dépenses sur la base du volume déjà catégorisé. Cette extrapolation a permis d'estimer les émissions de GES associées à ce volume de dépenses non encore catégorisées. Les données 2018 et 2019 ont été retraitées à des fins de cohérence.

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. ENGIE accroît encore ses efforts de décarbonation le taux d'émission à fin 2020 s'établit à 212,5 gCO_2éq./kWh, en diminution de 3,4% par rapport à 2019 et de 52% par rapport à 2012, soit bien au-delà de son objectif 2020 de -20%. Quant aux émissions directes absolues de CO_2éq. du Groupe, elles ont baissé de près de 12,2 millions de tonnes en un an, passant de 46,2 à 38,6 millions de tonnes, soit une réduction de 16,5%.

Cet excellent résultat témoigne de la volonté du Groupe de s'inscrire sur une trajectoire de ses émissions compatibles avec l'objectif de l'Accord de Paris de ne pas dépasser +2 °C à horizon 2050, ce qui correspond à une réduction de 85% d'ici 2050 de ses émissions directes par rapport à 2012 : objectif de désengagement total du charbon, croissance des énergies vertes (électricité renouvelable et biogaz).

De plus, le Groupe soutient les recommandations de la TCFD *(Task-force on Climate-related Financial Disclosures)* pour plus de transparence sur les risques et opportunités liés aux impacts du changement climatique, suit les travaux émetteurs-investisseurs, et prépare un plan de mise en application de ces recommandations. Le Groupe publie ses émissions Scopes 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ▫▫	38 589 016 t CO_2 éq.	46 188 978 t CO_2 éq.	57 205 670 t CO_2 éq.
dont émissions de la production d'énergie	36 396 271 t CO_2 éq.	43 724 817 t CO_2 éq.	54 696 246 t CO_2 éq.
dont émissions directes de CH_4	1 516 355 t CO_2 éq.	1 726 874 t CO_2 éq.	1 830 192 t CO_2 éq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie	212,5 kg CO_2 éq./MWhéq.	220,0 kg CO_2 éq./MWhéq.	284,1 kg CO_2 éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz	0,8 kg CO_2 éq./MWhéq.	0,9 kg CO_2 éq./MWhéq.	0,9 kg CO_2 éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)	0,8 kg CO_2 éq./MWhéq.	1,0 kg CO_2 éq./MWhéq.	1,1 kg CO_2 éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers	0,9 kg CO_2 éq./MWhéq.	0,8 kg CO_2 éq./MWhéq.	1,8 kg CO_2 éq./MWhéq.
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz	3,2 kg CO_2 éq./MWhéq.	3,4 kg CO_2 éq./MWhéq.	3,2 kg CO_2 éq./MWhéq.

▫▫ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2020*

L'adaptation, via l'anticipation des impacts négatifs du changement climatique, est clé pour rendre ainsi les infrastructures et activités d'ENGIE plus résilientes 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 valeurs, risques de réputation, risques réglementaires.

(1) La part de la production d'énergie à partir de sources non fossiles a augmenté de 60,8% en six ans passant de 31,6% à 50,8% en 2020

Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes parmi lesquelles : construction d'un mur d'enceinte contre le risque de crue exceptionnelle sur le site de Tihange en Belgique, projet de végétalisation pour éviter l'érosion des sols en cas de tempête au Mexique, creusement de fossés et d'un bassin pour faire au risque d'inondation au parc solaire de Capel Grande en Angleterre.

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, 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.

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. À des fins de cohérence, avec les autres informations environnementales publiées, les émissions dites "Scope 2 et Scope 3" reprises ci-dessous excluent celles des métiers de l'eau et de la propreté de la société SUEZ.

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	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de "Scope 2")	**2 330 625 t CO_2 éq.**	**2 534 464 t CO_2 éq.**	**2 912 586 t CO_2 éq.**
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité*	1 215 892 t CO_2 éq.	1 454 795 t CO_2 éq.	1 853 696 t CO_2 éq.
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid*	1 114 733 t CO_2 éq.	1 079 669 t CO_2 éq.	1 058 890 t CO_2 éq.
Autres émissions indirectes de GES (dites de "Scope 3")	**134 001 032 t CO_2 éq.**	**133 601 446 t CO_2 éq.**	**139 222 319 t CO_2 éq.**
Chaîne amont des combustibles (émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories "émissions directes de GES" et "émissions indirectes de GES" associées à l'énergie)	19 684 560 t CO_2 éq.	20 467 749 t CO_2 éq.	21 889 235 t CO_2 éq.
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	31 105 244 t CO_2 éq.	31 127 157 t CO_2 éq.	30 869 952 t CO_2 éq.
Usage des produits vendus (combustibles vendus à des utilisateurs finaux)	61 496 829 t CO_2 éq.	60 882 185 t CO_2 éq.	61 968 404 t CO_2 éq.
Achats de produits et de services	18 572 190 t CO_2 éq.	17 762 429 t CO_2 éq.	21 670 364 t CO_2 éq.
Immobilisations des biens	3 142 210 t CO_2 éq.	3 361 926 t CO_2 éq.	2 824 365 t CO_2 éq.

* *Les consommations d'électricité et d'énergie thermique utilisées pour calculer ces données font l'objet d'une vérification par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2020 (voir Section 3.11)*

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 énergies renouvelables représentaient en 2020 17,3GW équivalents électriques installés (GWhéq), soit 28,4% du total des capacités directement opérées par le Groupe.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) □□	17 289 MWéq.	16 315 MWéq.	14 799 MWéq.
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées*	28,4%	24,6%	23,9%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites □□	55 442 GWhéq.	61 556 GWhéq.	57 069 GWhéq.
Énergie produite – part du grand hydraulique	64,0%	71,8%	77,4%
Énergie produite – part du petit hydraulique	1,7%	1,4%	1,7%
Énergie produite – part de l'éolien	18,1%	12,3%	6,2%
Énergie produite – part du géothermique	0,26%	0,23%	0,23%
Énergie produite – part du solaire	5,1%	3,2%	2,5%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	10,9%	11,1%	11,9%

* *Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en Section 3.5.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées)*

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2020*

3.5.4.3 L'efficacité énergétique

Pour les installations de production d'électricité, 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	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) □□	284 571 GWh	342 564 GWh	330 440 GWh
Part du charbon/lignite	10,13%	12,05%	20,90%
Part du gaz naturel	46,19%	42,31%	44,59%
Part du fioul (lourd et léger)	0,71%	0,70%	0,74%
Part de l'uranium	33,59%	35,85%	24,50%
Part de la biomasse et du biogaz	5,68%	5,57%	5,71%
Part des autres combustibles	3,37%	3,23%	3,28%
Part des combustibles pour le transport	0,32%	0,30%	0,29%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) □□	8 697 GWhééq.	9 244 GWhééq.	10 362 GWhééq.
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) □□	45,1%	45,0%	44,2%

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2020 (voir Section 3.11)*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept 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.

Concernant les déchets issus des centrales nucléaires, notamment leurs déchets radioactifs, leur problématique est suivie par Electrabel, mais aussi par l'ONDRAF (l'organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies) et sa filiale Belgoprocess qui sont chargés de la gestion des déchets radioactifs provenant des centrales nucléaires. Chaque centrale publie aussi une déclaration environnementale annuelle sur le site internet d'Electrabel.

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 6.2.2 – Notes aux comptes consolidés – Note 19.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	47,3 TBq	35,1 TBq	54,4 TBq
Iodes	0,04 GBq	0,02 GBq	0,03 GBq
Aérosols	0,25 GBq	0,26 GBq	0,26 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	225 m^3	149 m^3	204 m^3
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	16,50 GBq	17,21 GBq	22,77 GBq
Tritium	86,5 TBq	65,1 TBq	84,8 TBq

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.2.5 "Risques industriels"

3.5.4.5 L'eau

Acteur engagé dans la gestion de l'eau, ENGIE participe aux réflexions en cours sur le *corporate risk disclosure* et le *water stewardship* aux côtés d'organisations telles que le CEO Water Mandate du Pacte Mondial des Nations Unies et l'OCDE. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship.* Le Groupe s'est donné deux objectifs en matière d'eau à échéance 2020 : l'un porte sur la mise en œuvre de plans d'action locaux et concertés pour les sites en zone de stress hydrique extrême, l'autre sur la réduction des prélèvements d'eau douce à l'échelle du Groupe. En 2020, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure,* en net progrès par rapport à 2019.

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 et l'outil Aqueduct *(World Resource Institute).* En 2020, 40 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême (5,9% 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 six sites sur les 40 ont des besoins en eau douce importants (supérieur à 100 000 m^3/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. Dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie de 1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle de 1 kWh de gaz. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 71,5% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Eau douce			
Prélèvement total	2 088 Mm^3	2 814 Mm^3	2 717 Mm^3
Rejet total	2 036 Mm^3	2 743 Mm^3	2 642 Mm^3
Eau non douce			
Prélèvement total	5 195 Mm^3	6 003 Mm^3	7 603 Mm^3
Rejet total	5 169 Mm^3	5 979 Mm^3	7 594 Mm^3
Consommation totale	76,8 Mm^3	94,5 Mm^3	85,1 Mm^3

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.

Cette ambition se concrétise principalement par un taux de valorisation de plus de 76,1% pour les déchets non dangereux et de près de 30,2% pour les déchets dangereux en 2020. 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	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	3 333 317 t	3 440 451 t	2 535 782 t
Cendres volantes, refioms	1 583 111 t	1 719 517 t	1 509 757 t
Cendres cendrées, mâchefers	1 280 439 t	1 047 170 t	638 364 t
Sous-produits de désulfuration	66 332 t	120 365 t	180 478 t
Boues	21 860 t	19 316 t	19 500 t
Bois flotté	12 970 t	5 305 t	8 888 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	2 537 618 t	2 352 561 t	2 159 142 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	38 139 t	52 524 t	40 371 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) □□	11 511 t	16 291 t	11 919 t

□□ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance "raisonnable" pour l'exercice 2020*

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 poussières ; installation de brûleurs bas-NOx 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. Une forte amélioration est observée en 2019 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2020	ENGIE 2019	ENGIE 2018
Émissions de NOx	47 538 t	52 799 t	60 355 t
Émissions de SO_2	119 584 t	124 276 t	118 291 t
Émissions de poussières	4 406 t	4 662 t	4 791 t

3.5.4.8 La gestion de la biodiversité

La biodiversité (faune, flore) constitue un patrimoine naturel essentiel au bien-être et à la santé humaine. ENGIE en dépend aussi du fait de son utilisation des ressources en biomasse et de la régulation des eaux et du climat assurée par la biodiversité.

La biodiversité est menacée par le changement climatique, la pollution, la modification des habitats, l'invasion d'espèces exotiques et la surexploitation des ressources. La fragmentation et les perturbations des habitats générées par l'emprise territoriale de nos sites et l'imperméabilisation des sols constituent le principal impact des activités d'ENGIE sur la biodiversité.

Afin de préserver la biodiversité, de remédier à ses impacts dans le cadre du processus "Éviter, réduire et compenser", le Groupe s'est engagé dès 2010 à intégrer la biodiversité dans sa stratégie et ses activités.

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.

Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Dans le cadre de son projet volontaire, reconnu fin 2012 par le gouvernement français au titre de la Stratégie nationale pour la biodiversité, le Groupe a doté ses sites prioritaires en Europe d'un plan d'action ciblé [(1)] destiné à répondre aux enjeux de protection de la biodiversité identifiés sur le site et/ou par ses parties prenantes locales en fonction de son activité.

Depuis 2016, les plans d'action biodiversité sont intégrés à une démarche plus globale de gestion intégrée et concertée de l'environnement à l'échelle des sites pour l'ensemble des entités du Groupe ; toutefois, la méthode d'identification des sites en matière de biodiversité reste inchangée.

En 2018, le Groupe a renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative *"act4nature"*. Les engagements individuels pris dans ce cadre sont majoritairement atteints. Parmi les actions terminées, nous pouvons citer : l'animation du réseau d'expert en constante progression en terme de participants, la mise à disposition d'un outil de localisation des aires protégées et des sites (IBAT), ou encore la réalisation d'une brochure interne sur la biodiversité. Tous les détails sont disponibles sur le site internet.

En 2020, le Groupe renouvelle ses engagements en matière de biodiversité au travers des deux dispositifs "act4nature international" et "entreprises engagées pour la nature- act4nature France".

3.5.4.9 Une prévention active des risques environnementaux

La gestion des risques industriels, sanitaires et environnementaux se décline en deux modules : la prévention des risques et la gestion des crises.

Intitulé des indicateurs	Données 2020	Données 2019	Données 2018
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	82,7%	81,2%	87,6%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	88,4%	86,1%	88,4%

Les six plaintes enregistrées en 2020 n'ont pas donné lieu à obligation d'indemnisation. Elles émanent toutes du voisinage et sont exclusivement liées à l'effet stromboscopique d'éoliennes. Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour continuer à minimiser cette nuisance.

En septembre 2019, une fuite de 5,4 kg de SF_6, un gaz à effet de serre, a été constatée dans la centrale de Bergum aux Pays-Bas. Suite au signalement de cette fuite aux autorités par ENGIE, une enquête de police est en cours pour déterminer son origine.

En France, sur le site du parc solaire du Plateau de la Motte, une opération de déboisement a empiété sur des réserves boisées protégées et s'est soldée par une transaction pénale de 14 k€ avec la Direction Régionale de l'Agriculture de l'Alimentation et de la Forêt (DRAAF).

En 2020, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à plus de 553 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Données 2020	Données 2019	Données 2018
Plaintes liées à l'environnement	6	10	24
Condamnations liées à l'environnement	2	1	0
Montant des indemnisations *(en milliers d'euros)*	14 k€	13 k€	0 k€
Dépenses environnementales *(en milliers d'euros)*	553 019 k€	466 365 k€	406 428 k€

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.

(1) Un plan d'action ciblé doit combiner et détailler toutes les mesures prises en vue de préserver ou restaurer la biodiversité localement. Voir la Note méthodologique en 3.5.3 pour plus de détails

Pour ses projets d'énergie renouvelable, 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. À titre d'illustration, ENGIE s'est associé, en France, au projet "Respect" lancé dans le cadre des projets éoliens en mer du Tréport et des îles d'Yeu et de Noirmoutier pour mieux connaître les impacts biologiques liés aux empreintes sonores des projets et les réduire par le développement de technologies adaptées. Les résultats ont été intégrés dans les études d'impact et ont permis l'obtention des autorisations préfectorales en octobre 2018.

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 1,125 milliard d'euros en 2020 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 dix 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 BU, selon les spécificités locales, en termes d'enjeux, d'activités ou de réglementations. Dans le cadre de ses nouveaux objectifs RSE, ENGIE s'est fixé pour ambition de couvrir 100% des activités industrielles par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation en 2020.

Les gazoducs constituent la principale occupation des sols d'ENGIE. Ces conduites de gaz étant enterrées, elles ne fragmentent pas les habitats naturels mais peuvent néanmoins générer des conflits d'occupation des sols. 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'indemnisation. 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.

Pour le développement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable éolienne et photovoltaïque, le choix du site est primordial. La nature arable des terres est un élément essentiel pris en compte bien en amont du projet pour éviter tout conflit ultérieur. En France, les appels d'offres pour les centrales photovoltaïques se font sous l'égide de la Commission de Régulation de l'Énergie. Proposer une implantation sur des terres arables fait perdre de précieux points dans les appels d'offres et cela constitue une raison supplémentaire pour sélectionner d'autres types de terrains. Pour les parcs éoliens, un développement sur des terres cultivables est possible dans la mesure où un état des lieux est réalisé avant et après le projet par un expert agricole indépendant. Cela permet de définir la juste indemnisation à verser aux propriétaires ou aux exploitants agricoles pour l'utilisation de ces terres.

Ainsi en France, en août 2020, dans l'usine de production de biogaz de Kastellin (Finistère) d'ENGIE Bioz Services – filiale 100% d'ENGIE, un incident d'exploitation a fait déborder une cuve de digestats qui sont les résidus issus de la méthanisation des matières organiques. Ces digestats ont pollué en ammoniac un fleuve avoisinant et causé des restrictions d'eau potable à Châteaulin et aux alentours pendant quelques jours. Après analyse des causes accidentelles, ENGIE a pris les mesures adéquates pour éviter que cet incident ne se reproduise. Ces mesures concernent le suivi par caméra thermique des matières organiques entrantes pour éviter tout échauffement accidentel, l'étanchéité du bassin d'eaux pluviales, la suppression du dispositif de pompage automatique de déversement dans le milieu extérieur et la mise en place d'un système de sécurité au niveau de la cuve de reprise du digestat liquide. Ces mesures ont permis d'envisager un redémarrage rapide de l'installation.

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 favorisant la co-construction pour une création de valeur partagée et dans une optique d'optimisation du business.

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'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 d'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 attentes des territoires.

L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en privilégiant l'appropriation des activités du Groupe par ses bénéficiaires.

Le Groupe a atteint son objectif 2020 de couverture à 100% de ses activités industrielles par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation visant à renforcer la pérennité de ses activités.

L'année 2020 a été consacrée à la mise en place de différents espaces de dialogue : un Comité Parties prenantes en charge de challenger la stratégie du Groupe, un espace de recours composé de membres de la société civile, d'entreprises et de collectivités territoriales, en charge d'accompagner les projets sensibles.

Cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats sociétaux et environnementaux avec notamment France Nature Environnement, Emmaüs 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 Advanced.*

Cette culture d'écoute et de dialogue a été mise en oeuvre lorsqu'en France, en 2017, ENGIE a démarré la construction d'une nouvelle station d'alimentation en propane de la ville d'Ajaccio (Corse). En amont du lancement du chantier, le Groupe s'est attaché à rencontrer les associations environnementales locales ainsi que les riverains du site tels que l'hôpital et les résidents. En plus des réunions d'information mises en place par le projet pour informer les riverains de l'avancée des activités, le responsable RSE est en contact permanent avec les riverains pour échanger sur leurs questionnements.

De plus, le projet compense réglementairement l'impact environnemental de son site industriel de 2 ha sur un site naturel de 20 ha et ce, pendant 30 ans. Le projet en a délégué la gestion au Conservatoire des espaces naturels de la Corse qui peut ainsi étudier l'évolution et la dynamique des populations faune flore locales en partenariat avec l'Université de Corse.

3.6.2 Lutte contre la précarité

3.6.2.1 Précarité énergétique des clients particuliers

ENGIE a poursuivi en 2020 son soutien aux Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros. En 2020, environ 70 000 clients particuliers ENGIE ont bénéficié de ces aides accordées par les Conseils Départementaux.

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 120 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2020. Les médiateurs de ces associations, formés par ENGIE, accueillent les clients en difficulté, les aident à comprendre leur facture, les conseillent sur la maîtrise de leurs dépenses d'énergie et peuvent les accompagner pour la mise en place de plans d'apurement ou les orienter vers les services sociaux pour l'instruction d'une demande d'aide.

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 en lien avec les entités opérationnelles du Groupe.

Le fonds se déploie sur différentes thématiques qui conjuguent toutes, performance financière et fort impact social et environnemental : l'électrification solaire décentralisée individuelle ou collective en Amérique latine en Afrique subsaharienne et en Inde, les solutions de cuisson propre et sécurisés avec notamment des solutions de biogaz dans les pays émergents, l'efficacité énergétique essentiellement dans les logements sociaux en Europe et enfin l'économie circulaire. Le fonds a ainsi réalisé l'ensemble de ses nouveaux investissements dans ce secteur en 2020.

Fin 2020, les entreprises du portefeuille ont permis l'électrification propre et abordable de plus de 5,5 millions de bénéficiaires dans le monde en plus de ceux des bénéficiaires des sociétés acquises par la suite par le Groupe.

Par ailleurs les entreprises du portefeuille ont créé plus de 20 000 emplois directs et indirects avec un fort focus sur l'émancipation des femmes. 21 000 salariés 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 19 entreprises actives du portefeuille opèrent sur quatre continents (Europe, Afrique, Asie et Amérique latine) et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent 13 objectifs de développement durables 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, Rassembleurs d'Énergies cherchent à la fois à atteindre les populations vulnérables et à développer des synergies avec les entités du Groupe. En 2020, le fonds s'est tout particulièrement efforcé d'apporter son soutien aux entreprises touchées par la crise sanitaire mondiale et a néanmoins également finalisé deux désinvestissements dans des entreprises qu'il accompagnait depuis 2013 et 2014. À fin 2020 ENGIE Rassembleurs d'Énergies a investi en fonds propres 35 millions d'euros avec une approche extrêmement sélective.

3.6.2.3 Fondation d'Entreprise ENGIE

La Fondation ENGIE agit pour l'aide à l'enfance en favorisant l'accès pour tous à l'éducation, au sport et à la culture, pour l'insertion par l'emploi et la lutte contre la pauvreté, pour l'accès de tous à l'énergie et aux biens essentiels, et pour la sauvegarde de la biodiversité.

Le rôle de la Fondation ENGIE, avec l'engagement des collaborateurs du Groupe, est de donner une chance à ceux qui n'en ont pas.

Pour répondre aux grands défis, la Fondation ENGIE apporte également son soutien à des projets liés à des grandes causes ou à des missions d'urgence.

Face à la situation sanitaire inédite créée par la pandémie de Covid-19, qui appelle la mise en place de nouvelles solidarités, la Fondation ENGIE s'est mobilisée tout au long de l'année 2020 aux côtés de ses partenaires. Après les premières mesures d'urgence pour doter hôpitaux et EHPAD de matériel d'urgence, suivies d'opérations pour les publics fragiles à l'occasion d'"un été solidaire", la Fondation a enclenché en fin d'année de nouvelles actions en faveur des soignants et, des publics les plus fragiles.

Les chiffres clés de la mobilisation de la Fondation ENGIE :

- plus de 200 établissements médicaux aidés en France, Belgique, Afrique et au Brésil ;
- 800 ordinateurs distribués en France et en Belgique pour les jeunes afin de leur permettre de suivre leurs enseignements ;
- plus de 10 000 familles aidées avec une aide alimentaire en France.

En 2020 la Fondation ENGIE a soutenu plus de 120 projets qui ont touché plus de 480 000 bénéficiaires.

La fondation ENGIE a renouvelé son mandat en octobre 2020 pour cinq ans avec une dotation annuelle de 7 800 000 euros.

3.6.2.4 Autres actions de solidarité dans la cadre de la pandémie de la Covid-19

Le Groupe s'est pleinement mobilisé pour répondre à la crise sanitaire mondiale en assurant les missions essentielles au maintien de l'approvisionnement énergétique et des services et au bon fonctionnement des transports et des bâtiments, notamment les bâtiments critiques comme les hôpitaux. De multiples actions de solidarité ont été mises en œuvre pour aider le milieu médical, ses fournisseurs et ses salariés.

Ainsi les équipes ENGIE en charge de la maintenance des installations de chauffage, ventilation et climatisation des hôpitaux ont accéléré leurs travaux afin de permettre la mise à disposition rapide de lits supplémentaires et de salles de réanimation pour les malades de la Covid-19, comme par exemple en Italie (l'Institut national des maladies infectieuses Lazzaro Spallanzani, à Rome, et l'hôpital Luigi Sacco à Milan) et en France (hôpital Mondor à Créteil). La Fondation ENGIE a dédié un fonds de 500 000 euros pour les hôpitaux pour aider à l'achat de matériel respiratoire et de protection.

Le Groupe a mobilisé une enveloppe de 250 millions d'euros pour accélérer le paiement de ses fournisseurs, PME et TPE, et contribuer à renforcer leur trésorerie en cette période délicate.

Concernant ses salariés, le Groupe a décidé d'accélérer la mise en place d'un niveau de protection sociale minimale pour l'ensemble de ses collaborateurs dans le monde (ENGIE Care).

3.6.3 Transition juste

ENGIE a pleinement conscience du besoin d'adapter son modèle d'affaires aux évolutions de son environnement et en premier lieu au changement climatique sans perdre de vue sa responsabilité sociale.

L'adaptation du modèle d'affaires du Groupe ne saurait se faire sans tenir compte des impacts sociaux liés à la transition vers une économie bas-carbone.

Tel est l'objet de la transition juste qu'ENGIE promeut et qui le conduit à gérer les restructurations d'activités en tâchant de prendre des décisions tout aussi satisfaisantes sur le plan environnemental que sur le plan social.

Par exemple, à la suite de la fermeture en 2017 de la centrale au charbon d'Hazelwood en Australie, ENGIE a versé tous les droits dus aux employés, a participé à des programmes gouvernementaux pour aider au redéploiement des employés et des sous-traitants. Il a recentré ses partenariats communautaires pour soutenir la réussite professionnelle des jeunes.

ENGIE a ensuite lancé un important projet de réhabilitation pour préparer le site et la mine adjacente à de futures utilisations productives, un projet qui emploie jusqu'à 400 travailleurs.

Ce projet progresse avec un engagement clair et fort en faveur de la consultation locale par le biais de forums communautaires, de sessions d'information des parties prenantes, de médias, de publicités et de kiosques d'information publique. ENGIE a également élaboré un plan directeur conceptuel pour décrire les possibilités futures du site. Le Groupe maintient des discussions actives avec le gouvernement de l'État de Victoria et d'autres parties prenantes sur la meilleure façon de tirer parti des avantages naturels du site, tels que la disponibilité de terres agricoles de premier choix, les opportunités touristiques potentielles ou la future production d'énergie propre, étant donné sa proximité avec les principales lignes de transport d'électricité qui alimentent Melbourne et ses environs.

Un autre exemple de transition juste concerne la participation du Groupe au plan de sortie du charbon d'ici 2040 du Chili. Ainsi, en 2019, en accord avec le Ministère de l'Énergie chilien, ENGIE Energia Chile (EECL), filiale à 52,8% du Groupe au Chili, s'est engagé sur la fermeture de six unités charbon, totalisant près de 800 MW, soit plus de 50% de son parc de centrales thermiques.

Ces fermetures concernent des unités situées au nord du Chili dans la région d'Antofagasta, à savoir quatre unités à Tocopilla : deux unités (12 et 13 totalisant 170 MW) fermées en juin 2019, deux autres unités (14 et 15 totalisant 270 MW) qui seront fermées d'ici fin 2021, et deux unités à Mejillones (CTM1 et CTM2 totalisant 334 MW) fermées d'ici 2024.

EECL a, en même temps, annoncé le développement de 1 000 MW de capacités renouvelables, dont plus du tiers est actuellement sécurisé avec le lancement de trois projets renouvelables situés dans la même région d'Antofagasta : un parc éolien de 150 MW dans la ville de Calama (réalisé grâce à un accord avec la banque IDB Invest qui a développé un instrument financier innovant pour monétiser les émissions de GES évitées), le parc solaire de Capricornio (100 MW en pointe) situé à 35 km de la ville d'Antofagasta et le parc solaire de Tamaya (120 MW en pointe) situé dans la ville de Tocopilla.

EECL a accompagné tous les personnels concernés par ces fermetures, avec deux plans négociés et mis en place avec les syndicats :

- un plan social pour faciliter la mise à la retraite ou le transfert des salariés vers d'autres postes de la société ;
- un plan de formation et d'employabilité des salariés restants pour assurer leur reconversion en interne auprès des futurs sites de production évoqués plus haut.

Ces plans ont bénéficié de travaux réalisés avec l'Observatoire du travail d'Antafagosta par le biais de l'Université Catholique du Nord et aussi de collaborations multiples avec les décideurs locaux (chambre de commerce, de tourisme, Union des pêcheurs artisanaux, municipalité de Tocopilla).

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La fonction Achats du Groupe ENGIE a défini une ambition déclinée selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe en proposant aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs et différenciants ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE et à la neutralité carbone du Groupe ;
- développer les talents et les compétences clefs de la filière Achats et valoriser cette fonction dans les parcours au sein du Groupe.

Pour porter cette ambition, la fonction Achats s'appuie sur un système de management structuré autour :

- d'une **Politique Achats :** ce document public partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE. Il précise notamment l'exigence du Groupe quant à :
  - l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
  - l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires, la prise en compte de la responsabilité sociale, et le respect des dispositifs embargos et anti-corruption,
  - la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- d'une **Gouvernance Achats :** ce document interne définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes et précise les règles de fonctionnement des Achats. Elle vise 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.

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 de : la Charte éthique, 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.

La fonction Achats participe à l'atteinte des objectifs du Groupe à horizon 2030 par une démarche d'achats durables portée par des actions auprès des fournisseurs d'équipements dans tous les segments d'activités.

En 2020, la Direction des Achats Groupe a fixé trois objectifs RSE qui seront ultérieurement déclinés dans l'ensemble de son système de management :

Intitulé objectif	Critère	Objectif 2025	Objectif 2030
Décarbonation des principaux fournisseurs	250 Fournisseurs Préférentiels alignés ou certifiés SBT	25%	100%
Evaluation RSE des fournisseurs	Part des fournisseurs préférentiels et majeurs avec une note ECOVADIS supérieure au niveau "risque RSE maitrisé"	70%	100%
Promotion des Achats inclusifs	Part des achats inclusifs alignés avec recommandations du GT3	60%	100%

Par ailleurs, la Direction des Achats travaille en permanence sur la réduction des retards de paiement de ses fournisseurs.

Pour atteindre ces objectifs, la fonction Achats met en œuvre des processus opérationnels en suivant des étapes clés selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :

- analyse des risques et opportunités par catégorie d'achats priorisée par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis ;
- définition de plans de mitigation et de critères de qualification des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. L'engagement RSE des fournisseurs est évalué à travers quatre dimensions : éthique, droits humains, environnement et achats durables. Ces plans peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site ;
- mise en place de clauses contractuelles spécifiques pour renforcer nos exigences. Celles-ci peuvent intégrer des systèmes de pénalités en cas de non-respect ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs réalisée périodiquement dans le cadre des "business reviews" et révision des plans d'amélioration associés.

Ces quatre étapes sont vérifiées via les processus de contrôle interne et d'audit afin d'assurer l'amélioration continue de la démarche.

Les actions de la Direction Achats portent en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque BU du Groupe (~1 350) ce qui représente environ 20% de la dépense totale.

L'atteinte de ces objectifs ambitieux est soutenue par un programme progressif de formation continue, initié en 2013 au sein de la fonction Achats et au cœur des *Business Units.* En 2020, le plan de formation a mis l'accent sur :

- la politique de *due diligence* des fournisseurs et sous-traitants ;
- l'éthique et les relations fournisseurs.

Par ailleurs, ces sujets RSE sont régulièrement intégrés aux rites managériaux de la filière Achats, ainsi qu'aux rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

Depuis le début de la crise de la Covid-19, les Achats ont assuré leurs missions de continuité de services et accompagné la reprise progressive des activités. Des dispositifs exceptionnels ont été mis en œuvre. En réponse à la pénurie de masques, une force opérationnelle a été constituée pour en assurer l'approvisionnement, en complément d'autres produits sanitaires. Pour soutenir les fournisseurs les plus fragiles, le paiement des factures émises par les PME et TPE a été accéléré en France et en Belgique.

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" à toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par la Directrice Générale. L'ensemble des responsables à tous les niveaux du Groupe portent 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 conforment. 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 anticorruptions 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), 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 et les Directeurs des Directions suivantes : Éthique, *Compliance & Privacy,* Audit Interne, Contrôle Interne, Ressources Humaines et Juridique.

La Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) Groupe est rattachée fonctionnellement à la Secrétaire Générale du Groupe à qui elle rapporte. 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,* et accompagne leur mise en œuvre à tous 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 Groupe anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et des *Data Privacy Managers* dans l'ensemble du Groupe.

Depuis 2018, la DECP est la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de *compliance.* Elle agit en matière de protection des données personnelles. Le contrôle export et embargo, la représentation d'intérêt relèvent également de son périmètre d'activités.

3.8.2 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (ERM – *Enterprise Risk Management*) (voir Section 2.1.1). Cinq risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, fraude et insuffisance de pilotage de l'éthique. 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 méthodologie d'analyse commune à toutes les BU. Le Groupe a notamment développé une grille d'autodiagnostic sur le risque corruption et une check-list sur le risque de violation de droits humains. Il 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 :

3.8.3.1 Le Code d'ENGIE : la Charte éthique et le Guide pratique de l'éthique

La Charte éthique fixe le cadre général dans lequel doit s'inscrire le comportement professionnel de chaque collaborateur. Elle précise les quatre principes éthiques fondamentaux d'ENGIE. Elle décrit en outre l'organisation éthique et *compliance* du Groupe.

Le Guide pratique de l'éthique détermine la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques.

Ces deux documents constituent notre Code éthique, applicable à tous les collaborateurs du Groupe. Ils sont partagés avec les parties prenantes externes.

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 éthiques ont été revues en 2018 et 2019. Ainsi, les parties prenantes des projets d'investissement, les bénéficiaires de mécénats et de parrainages, les fournisseurs et les consultants commerciaux 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 sera déployé au premier semestre de l'année 2021. Ces registres sont entièrement digitalisés 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 export et en droit de la concurrence.

Depuis 2017 ce référentiel vise également 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 a défini des procédures et des revues en 2019 et les a complétées en 2020 par le "*privacy by design*".

En 2017, le Groupe a mis en place 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).

Enfin, des lignes directrices relatives à l'identification de signaux faibles en matière éthique ont été déployées dans le Groupe en 2019.

3.8.3.5 Les Codes de conduite

Des codes de conduite 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".

Les documents sont disponibles sur le site internet d'ENGIE au lien suivant : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance.

3.8.4 Signalement et rapport des incidents éthiques

Une nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017. Elle intègre les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance. Le 1er juillet 2018, une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de courrier électronique à l'adresse ethics@engie.com et d'un numéro de téléphone dédié a été mise en place au niveau Groupe. Ces deux canaux de signalement sont externalisés à travers l'appui d'un prestataire externe qui est en charge du recueil des alertes. Cette nouvelle procédure a été ouverte à tous les collaborateurs du Groupe au niveau mondial le 1er janvier 2019. Les alertes peuvent être reçues en plusieurs langues et le service est accessible 24h/7j.

Ce dispositif est présenté sur le site internet du Groupe au lien suivant : 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 un outil digital de collecte d'incidents éthiques déployé dans les BU ainsi qu'au Corporate. Depuis 2020, l'outil digital amélioré, My Ethics Incident, remplace l'outil INFORM'ethics. Sont concernés 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. En 2020, 201 saisines d'alertes ont eu lieu (183 en 2019) et 283 rapports managériaux d'incidents éthiques ont été remontés (282 en 2019, 218 en 2018, 199 en 2017).

3.8.5 Formations et sensibilisations

Le Groupe mène des séminaires de sensibilisation et des formations obligatoires pour les populations à risque. Ainsi, les cadres managers ("GMR") doivent participer au séminaire sur la prévention de la fraude et de la corruption (à fin 2020, 86% des GMR ont participé). Ce séminaire est également obligatoire pour les membres des Comex de BU. Il doit aussi être suivi par les membres du réseau éthique et *compliance*.

Les acheteurs sont formés spécifiquement aux enjeux liés aux risques de fraudes, corruption et devoirs de vigilance (voir Section 3.7). En ce qui concerne le droit de la concurrence, le Groupe a déployé un module *e-learning* en 2019 et les formations présentielles se sont multipliées en 2020. Les formations sur les relations institutionnelles en France et les formations pour les *Data Privacy Managers* se sont poursuivies en 2020. Il en va de même pour la formation relative aux droits humains (voir Section 3.9.1).

Des vidéos de sensibilisation sont diffusés à destination de tous les collaborateurs du Groupe depuis 2018. Ils présentent les thèmes à forts enjeux éthiques : cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, droits humains, conflits d'intérêts. En 2020 le Groupe a déployé un nouvel outil digital permettant de suivre à tous les niveaux l'état d'avancement des formations en *e-learning* mises à disposition des collaborateurs du Groupe. Cet outil sera suivi au premier semestre de l'année 2021 par le déploiement d'une cartographie permettant d'identifier plus facilement les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption. Enfin, le Groupe a formalisé son dispositif pour y inclure les calendriers de la mise en œuvre de tous les parcours de formation obligatoires. Ce complément au dispositif de formation du Groupe sera déployé au premier semestre de 2021.

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 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 BU en début d'année. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe 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*. En 2018, ENGIE a obtenu la certification ISO 37001 (systèmes de management anticorruption) d'ETHIC'Intelligence, un organisme de certification accrédité par le COFRAC. Cette certification a été renouvelée en 2019 et en 2020 à la suite d'audits de surveillance. Ces audits ont été effectués au niveau du Groupe et dans plusieurs entités opérationnelles représentatives des activités du Groupe. Cette certification fait suite à l'obtention en 2015 de la certification anticorruption remise par le cabinet Mazars et par l'ADIT.

3.9 Plan de vigilance (synthèse)

Cette section présente de manière synthétique le plan de vigilance du Groupe ENGIE ainsi que le compte rendu de sa mise en œuvre opérationnelle. Une version plus complète du plan de vigilance ainsi que les détails des politiques et actions sont disponibles sur le site internet du Groupe : https://www.engie.com/Groupe/ethique-et-compliance/politiques-et-procedures.

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 filiales 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 démarches ainsi que le dispositif d'alerte commun sont déjà déployées depuis plusieurs années. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédiés.

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 des procédures d'identification et d'évaluation des risques. À partir de ces procédures, des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité sont mis en place.

3.9.1.1 Prévenir et gérer les risques liés aux droits humains

Les risques majeurs d'impacts négatifs sur les droits humains de tout individu liés aux activités du Groupe concernent les droits fondamentaux des travailleurs. Ils visent les risques suivants (détails sur le site internet) :

Droits fondamentaux des employés

- Conditions de santé-sécurité
- Liberté d'association
- Non-discrimination
- Lutte contre le travail forcé
- Durée du travail
- Conditions d'hébergement des travailleurs
- Vie privée

Droit des communautés locales

- Santé des populations environnantes
- Conditions de vie des populations environnantes (nourriture, eau, logement, culture, accès aux ressources…) et au droit à un environnement sain
- Relogement des populations
- Lutte contre la répression des opposants au Groupe

Sous-traitance/ fournisseurs/ partenaires

- Conditions de travail et santé et sécurité des sous-traitants
- Approvisionnement en énergie
- Traçabilité et approvisionnement des matériaux utilisés pour les produits et services du Groupe
- Pratiques des partenaires commerciaux dans les projets

Conditions de sécurité des employés et des sites

- Pratiques des forces de sécurité privées ou publiques dans l'exercice de leur mission de sécurité, et en particulier pratiques relatives à l'usage de la force
- Conditions de sécurité des employés dans les pays à risques

La politique droits humains du Groupe, adoptée en 2014, 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'auto-diagnostic 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, l'activité, la présence de populations vulnérables, les produits/services utilisés, ou encore le type de relations commerciales. Certains partenaires (voir Section 3.9.2) font aussi l'objet de *due diligence* éthiques incluant explicitement les droits humains.

En 2020, six BU ont été évaluées comme à risque en matière de droits humains, en raison des pays concernés ou du secteur d'activité. Les risques identifiés font l'objet au niveau opérationnel de plans d'actions spécifiques décrits sur le site internet mentionné ci-dessus. Une formation présentielle sur la démarche droits humains du Groupe a été développée en 2019 et pleinement déployée en 2020. Un nouveau module *e-learning* sur les droits humains pour tous les collaborateurs a également été déployé.

Le suivi de l'application de ces processus est intégré dans le rapport de conformité éthique (indicateurs quantitatifs) et dans le système de contrôle interne (voir Section 3.8.6).

Résultats 2020 (article 2.3)	**360 collaborateurs formés aux droits humains.**
Contrôle interne	51,7% des entités du Groupe ont évalué le déploiement du plan de vigilance à leur niveau comme effectif. 84% des entités qui ont évalué le déploiement de la politique droits humains ont considéré que le déploiement est effectif (niveau 4).
Rapport de conformité éthique	Couverture de la fiche annuelle des risques droits humains. Nombre de *due diligence* (avec risque droits humains) sur les partenaires dans le cadre des comités d'investissement du Groupe : 100%.

3.9.1.2 ENGIE se mobilise face à la pandémie

En 2020, le Groupe a dû faire face dès le mois de janvier à l'arrivée de la pandémie de Covid-19. Un dispositif spécifique de gestion de crise a été mis en place intégrant notamment un comité de pilotage Covid-19 Groupe. À ce comité de pilotage ont participé les différentes directions fonctionnelles impliquées dans la gestion de la crise, ainsi que des médecins du travail. Ce comité de pilotage Groupe a été renforcé par plusieurs comités géographiques auxquels les CEO des BU ont participé (comités France, Belgique, International).

Trois comités spécifiques ont été mis en place en soutien au comité de pilotage Covid-19 Groupe. Le premier a été consacré à la protection des personnes, les deux autres à la relation avec nos clients et aux achats. L'organisation déployée au niveau Groupe a été déclinée par les BU et les entités sous la forme de dispositifs de gestion de crise spécifiques. Les BU et entités ont dès le début de la crise adapté puis mis en œuvre leur Plan de Continuité d'Activités.

Le comité dédié à la protection des personnes a élaboré, en collaboration avec les BU, les consignes Groupe santé-sécurité. Ces consignes sont applicables à l'ensemble du Groupe lors de la reprise d'activités après une période de confinement ainsi qu'en phase de continuité d'activités. Des consignes techniques traitant de différents thèmes ont complété ces consignes. Il est possible de citer le nettoyage et la désinfection, la protection des personnes sur site, la prévention des risques psychosociaux. Des actions spécifiques de communication à destination des collaborateurs ont été mises en œuvre par le Groupe et les BU.

Une revue de ces exigences a été confiée à un consultant indépendant afin de les comparer aux dispositions recommandées par les organismes de santé internationaux. Parmi ces organismes figurent l'Organisation Mondiale de la Santé, le Centre européen de prévention et de contrôle des maladies. Cette revue a permis d'établir que les exigences du Groupe sont bien conformes aux préconisations de ces organismes internationaux.

Les autres dispositions destinées à assurer la santé-sécurité des personnes travaillant pour le Groupe sont présentées en Section 2.2.7.5 "Santé et sécurité au travail" ainsi qu'en Section 3.4.8 "Politique santé-sécurité".

Les dispositions mises en place par le Groupe permettant d'assurer la sûreté des personnes sont décrites en Section 2.2.7.4.

3.9.1.3 Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement et au sociétal

D'un point de vue environnemental, le risque majeur pour le Groupe est le risque climatique, suivi des risques biodiversité, eau et pollution. Ces risques environnementaux globaux et locaux sont étudiés annuellement en central et sur les sites afin d'établir une liste de sites "à risque". D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont : l'impact des activités sur les communautés locales et leurs conséquences sociales.

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 BU, filiale et site. Sa mise en œuvre est suivie au travers d'objectifs et de plans d'actions revus chaque année. Ce processus de revue permet de s'assurer de la bonne application de nos obligations en matière de vigilance environnementale et sociétale.

La politique environnementale intègre pleinement cette analyse de risque. La maîtrise de ses émissions de CO_2 est un enjeu majeur pour le Groupe, qui l'a conduit à mettre en place un plan d'action spécifique. Ce plan est complété par des objectifs et des engagements internationaux faisant l'objet d'un *reporting* détaillé. 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. En 2020, environ 670 sites ont été analysés et 100% des sites identifiés "à risque" sont dotés de plans d'action.

La politique sociétale centrée sur le "stakeholders engagement" s'accompagne d'un objectif de niveau 1. Sa mise en oeuvre comprend également une boite à outils et des programmes de formation, un centre d'expertise et un système d'autoévaluation par les BU. En 2020, 100% des activités industrielles étaient couvertes par un mécanisme approprié de dialogue avec les parties prenantes. Pour plus d'informations se rendre sur le site internet.

3.9.1.4 Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques liés à l'approvisionnement en énergie du Groupe (charbon, biomasse, gaz, GNL) ont été identifiés comme un enjeu spécifique de vigilance pour le Groupe. Ils sont gérés directement par les BU responsables qui doivent donc identifier les risques spécifiques à chacune de ses activités par source d'énergie, par pays, etc. Elles doivent également identifier les acteurs concernés et les réponses à apporter face à ces risques. Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

La structure de gouvernance a été renforcée pour assurer que le devoir de vigilance soit inclus dans les processus de décision. L'approche d'évaluation des risques de la chaîne d'approvisionnement a été systématisée, sur la base de l'approche 3P *(People, Planet and Profit)*.

3.9.1.5 Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Le système de management des Achats du Groupe vise à encadrer et à réduire les risques liés aux achats :

- une politique achats qui précise les engagements et les exigences d'ENGIE vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- une gouvernance achats qui en décrit les modalités de mise en œuvre à travers 12 règles clés. À ces règles s'ajoute, pour chaque BU, l'obligation de mener une analyse des risques éthiques. Cette analyse tient compte des métiers, des catégories et montants d'achat, des organisations et des projets. Elle encourage la rotation des acteurs de la fonction achats engagés dans la relation fournisseur ;
- des processus opérationnels traitant de la gestion des catégories d'achats, des panels fournisseurs et des étapes de l'achat et de l'approvisionnement ;
- un code de conduite de la relation avec les fournisseurs révisé en 2020 pour garantir le traitement équitable de leurs employés. Les fournisseurs doivent s'assurer que les salaires versés soient équitables ou permettent de satisfaire davantage que les besoins primaires.

Les processus achats sont mis en œuvre à travers les étapes clés suivantes :

- l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels (niveau Groupe) et majeurs (niveau BU) ;
- l'analyse des risques et opportunités par catégories achats et par pays, réalisée à partir d'une matrice de risque élaborée en partenariat avec EcoVadis. Trois catégories d'achats sont considérées à hauts risques : ingénierie/installation clé en main, produits chimique, batteries ;
- la mise en place de plan de gestion associé prenant en compte les critères de qualification des fournisseurs. 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 ;
- la mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés.

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 27 contrôles différents, le référentiel INCOME PRO couvre l'ensemble des processus achats.

Enfin, le système de management des Achats est animé à travers un plan de formation continue de l'ensemble de la filière Achats. En 2020, environ 750 acheteurs ont suivi la formation "Éthique et relation fournisseurs" lors de sessions présentielles et en vidéoconférence.

3.9.2 Évaluation des tiers

En 2020, 100% des partenaires des projets d'investissement Groupe ont fait l'objet de *due diligence* incluant une étude systématique sur les sujets "vigilance".

De même, 180 fournisseurs majeurs ont fait l'objet de *due diligence*. Certaines évaluations sont complétées par des audits sur site. Par exemple, la BU MESCAT a effectué 48 audits sur la base de vie des travailleurs étrangers (Émirats arabes unis et Bahreïn).

Enfin, l'évaluation des nouveaux fournisseurs préférentiels et majeurs du Groupe via la *due diligence* a été systématique avant la contractualisation. Cette règle s'applique à un panel de 1 600 fournisseurs représentant environ 20% de la dépense totale.

De manière directe ou indirecte, 100% des *Ethics Officers* et des acheteurs disposent d'un accès à un outil spécialisé dans les *due diligence*.

3.9.3 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 à ENGIE pour son traitement (voir Section 3.8.4). En 2020, 201 alertes ont été reçues via le dispositif, dont 50 relèvent de sujets liés au devoir de vigilance. Elles concernent :

Faits de harcèlement moral et sexuel	Relations interindividuelles entre les collaborateurs	Faits de discrimination	Questions liées à l'environnement et au droit des communautés
23	13	13	1

3.9.4 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

3.9.4.1 Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Le Groupe a mis en place un suivi et une coordination globale 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 du Groupe qui a confié à la Direction Éthique, *Compliance & Privacy* (DECP) son pilotage, sous la responsabilité de la Secrétaire Générale. Un compte rendu de sa 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 facilité de la remontée d'informations. Les membres sont :

Département	DECP	RSE	Direction des Achats Groupe		*Global Care*	Contrôle interne		Risque
BU	Afrique	APAC	Chine	ENGIE Solutions	LATAM	MESCAT	NORAM	UK

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).

3.9.4.2 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, le CEEDD et le Conseil d'Administration. Au niveau des BU et entités majeurs, il leur est aussi demandé de présenter le plan de vigilance à leurs organisations représentatives du personnel.

En outre, les risques sociétaux sont cartographiés au niveau des activités industrielles au travers d'une démarche de dialogue avec les parties prenantes déployée dans les entités du Groupe. Cette démarche en six étapes (voir Section 3.6.2) permet la construction de plans d'actions sur mesure et leur suivi.

3.10 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes, désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale des actionnaires,

En notre qualité de Commissaire aux comptes d'ENGIE SA, désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC sous le numéro 3-1048 (portée d'accréditation disponible sur le site www.cofrac.fr), nous vous présentons notre rapport sur la déclaration consolidée de performance extrafinancière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2020 (ci-après la "Déclaration"), présentée dans le rapport de gestion Groupe en application des dispositions légales et réglementaires des articles L. 225-102-1, R. 225-105 et R. 225-105-1 du code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'Administration d'établir une Déclaration conforme aux dispositions légales et réglementaires, incluant une présentation du modèle d'affaires, une description des principaux risques extrafinanciers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance. La Déclaration a été établie en appliquant les procédures de la société, (ci-après le "Référentiel") dont les éléments significatifs sont présentés dans la Déclaration et disponibles sur demande au siège de la société.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 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 règles déontologiques, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du Commissaire aux comptes désigné 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 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, ci-après les "Informations".

Il ne nous appartient pas en revanche de nous prononcer sur le respect par l'entité des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment en matière de devoir de vigilance, de lutte contre la corruption et de fiscalité, ni sur la conformité des produits et services aux réglementations applicables.

Nature et étendue des travaux

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément aux dispositions des articles A. 225-1 et suivants du Code de commerce déterminant les modalités dans lesquelles l'organisme tiers indépendant conduit sa mission et selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention ainsi qu'à la norme internationale ISAE 3000 *(Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information)*.

Nous avons mené des travaux nous permettant d'apprécier la conformité de la Déclaration aux dispositions réglementaires et la sincérité des Informations :

- Nous avons pris connaissance de l'ensemble des entreprises incluses dans le périmètre de consolidation, 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 en matière sociale et environnementale ainsi qu'au deuxième alinéa de l'article L. 22-10-36 en matière 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 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 2ème alinéa du III de l'article L. 225-102-1.
- Nous avons vérifié que la Déclaration présente le modèle d'affaires et une description des principaux risques liés à 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.
- 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 ; et
  - corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes [(1)] – pour celles relatives à certains risques (sociétaux, environnementaux), nos travaux ont été réalisés au niveau de l'entité consolidante, pour les autres, au niveau de l'entité consolidante et dans une sélection d'entités.
- Nous avons vérifié que la Déclaration couvre le périmètre consolidé, à savoir l'ensemble des entreprises incluses dans le périmètre de consolidation conformément à l'article L. 233-16 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 mis en place par l'entité visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations.

(1) Dialogue avec les parties prenantes ; Postes constituants le scope 3 des émissions de gaz à effet de serre ; Objectifs fixés par la direction des achats groupe

- Nous avons mis en œuvre, pour les indicateurs clés de performance et les autres résultats quantitatifs (1) que nous avons considérés les plus importants :
  - 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, 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 (2) et couvrent entre 22% et 94% des données consolidées des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests.
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance de l'entité.

Nous estimons que les travaux que nous avons menés en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus.

Moyens et ressources

Nos travaux ont mobilisé les compétences de douze personnes entre novembre 2020 et mars 2021.

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 une dizaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation de la Déclaration.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que la déclaration 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.

Commentaire

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus et conformément aux dispositions de l'article A. 225-3 du code de commerce, nous formulons le commentaire suivant : comme indiqué dans la note *3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale* et sa partie *"éléments méthodologiques"*, et conformément au décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019, les émissions de GES générées par la valorisation de gaz résiduels issus de la production d'acier d'ArcelorMittal sont désormais exclues par ENGIE de son scope 1. L'effet sur les émissions de l'exercice 2020 et sur les données des exercices 2019 et 2018, qui ont été retraitées, est présenté dans cette même partie.

Paris-La Défense, le 12 mars 2021

L'un des Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Olivier Broissand — Patrick E. Suissa

(1) ***Informations sociales et santé sécurité :*** *Effectif total, Effectif total – répartition par zone géographique, Effectif total – répartition par CSP, Effectif total – répartition par type de contrat, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Proportion d'alternants dans l'effectif, Proportion de salariés handicapés, Nombre d'embauches en CDI, Nombre d'embauches en CDD, Taux d'embauche, Taux d'embauche CDI, Nombre de licenciements, Turnover, Turnover volontaire, Pourcentage d'effectif formé, Nombre total d'heures de formation, Nombre d'heures de formation par personne formée, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence, Taux de gravité (selon le référentiel français), Taux de gravité (selon le référentiel OIT), Indice d'équité Femme/Homme, Taux d'engagement du management, Pourcentage de femmes nommées GMR (Group Managed Roles) / Femmes nommées parmi les cadres dirigeants, Taux de GMR (Group Managed Roles) internationaux*

Informations environnementales : *Puissance nette installée (électrique et thermique), Renouvelable – Électricité et chaleur produites, Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation), Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation), Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz), Émissions totales directes de GES scope 1, Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie kg CO_2 éq./Mwhéq, Eau douce (Prélèvement total et Rejet total), Eau non douce (Prélèvement total et Rejet total), Consommation d'eau totale, Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs), Émissions de NOx, Émissions de SO_2, Émissions de poussières, Part des capacités électriques renouvelables conformes aux engagements SBT*

(2) ***Informations environnementales :*** *BU Génération Europe : centrales de Cartagena, Combigolfe, CyCoFos, Coo, Amercoeur, Knippegroen, Zandvliet, Voghera, Rodenhuize; BU Nucléaire: centrale de Doel; BU Brésil: centrales de Estreito, Jorge Lacerda, Machadinho, Salto Osório, Pampa Sul, Umburanas; BU Asie Pacifique: Centrale de Kwinana; BU Storengy: site de stockage de Gournay sur Arond*

Informations sociales et santé sécurité :

Audits réalisés au niveau BU : BU Asie Pacifique; BU Tractebel Engineering

Audits réalisés au niveau des entités : BU Génération Europe: Electrabel; BU Benelux: Cofely Fabricom; BU Amérique du Nord: Engie North America, Conti Services; BU Brésil: Engie Brasil Energia; BU GRDF: GRDF; BU Autres: Activité de commercialisation aux Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA, Engie Insight Services

3.11 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux comptes de la société ENGIE (ci-après "entité"), nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par ENGIE et identifiés par le signe ◻◻ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel (ci-après "les Données [(1)]") établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Responsabilité de l'entité

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux référentiels utilisés par l'entité (ci-après les "Référentiels") pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document d'enregistrement universel dans la partie "Eléments méthodologiques" et "Note de méthodologie des indicateurs sociaux", disponibles sur demande au siège de l'entité 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.

Indépendance et contrôle qualité

Notre indépendance est définie par les textes réglementaires, le Code de déontologie de la profession ainsi que les dispositions prévues à l'article L. 822-11-3 du Code de commerce. 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 règles déontologiques, des normes d'exercice professionnel et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité des Commissaires aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux, d'exprimer une conclusion d'assurance raisonnable sur le fait que les Données ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs conformément aux Référentiels. Les conclusions formulées ci-après portent sur ces seules Données et non sur l'ensemble des paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel.

Nous avons conduit les travaux décrits ci-après conformément à la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des commissaires aux comptes relative à cette intervention et à la norme internationale ISAE 3000 [(2)].

- 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 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 Données.
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens auprès des personnes concernées 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 au siège et des Business Units (ci-après « BU ») afin d'analyser le déploiement et l'application des Référentiels.
- Nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les Données et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des Données.

(1) ***Informations sociales et santé sécurité :*** *Effectif total ; Effectif total – répartition par CSP, Effectif total – Répartition par type de contrat ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Pourcentage d'effectif formé ; Nombre d'heures travaillées ; Nombre d'accidents de travail au sein du personnel avec au moins un jour d'arrêt, Taux de fréquence des accidents du travail au sein du personnel*

Informations environnementales : *Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ; Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ; Efficacité énergétique des centrales à combustible fossiles (inclus biomasse/biogaz) ; Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ; Renouvelable – Électricité et chaleur produites ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ; Emissions totales directes de GES – Scope 1 et 2*

(2) *ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information*

- Nous avons testé les Données au niveau d'un échantillon d'entités représentatives que nous avons sélectionnées [(1)] en fonction de leur activité, de leur contribution aux Données consolidées, de leur implantation et d'une analyse de risque. Nous avons 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. L'échantillon ainsi sélectionné représente entre 26% et 67% des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests.

Nous estimons que les méthodes d'échantillonnage et tailles d'échantillons que nous avons retenues en exerçant notre jugement professionnel nous permettent de formuler une conclusion d'assurance raisonnable. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnages ainsi que des autres limites inhérentes au fonctionnement de tout système d'information et de contrôle interne, le risque de non-détection d'une anomalie significative sur les Données ne peut être totalement éliminé.

Nous estimons que ces travaux nous permettent d'exprimer une assurance raisonnable sur les Données.

Conclusion

A notre avis, les informations sélectionnées par le groupe et identifiées par le signe ▫▫ aux paragraphes 3.4 et 3.5 du document d'enregistrement universel ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Commentaire

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus et conformément aux dispositions de l'article A. 225-3 du code de commerce, nous formulons le commentaire suivant relatif à des informations environnementales de la Déclaration : comme indiqué dans la note *3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale* et sa partie *"éléments méthodologiques"*, et conformément au décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019, les émissions de GES générées par la valorisation de gaz résiduels issus de la production d'acier du client ArcelorMittal sont désormais exclues par ENGIE de son scope 1. L'effet sur les émissions de l'exercice 2020 et sur les données des exercices 2019 et 2018, qui ont été retraitées par ailleurs, est présenté dans cette même partie.

Paris-La Défense le 12 mars 2021

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Olivier Broissand	Patrick E. Suissa	Charles-Emmanuel Chosson	Stéphane Pédron

(1) **Informations environnementales :** *BU France Renouvelables: Compagnie Nationale du Rhône (CNR), ENGIE Green France, Société Hydro-Electrique du Midi (SHEM); ENGIE Solutions: Installations Cofely du Territoire Est-Sud; BU France Réseaux: Celsius, Chalon'Energie, CORPO Energie, En'RnoV, ENERSUD, Cogénération Besançon, ERENA, Moncia, Roseo, Société de Distribution de Chaleur de Chambéry (SCDC), Dole, Lons le Saunier, Valaxion; BU Génération Europe: centrales de Cartagena, Combigolfe, Coo, Amercoeur, Knippegroen, Zandvliet, Voghera, Rodenhuize; BU Nucléaire: centrale de Doel; BU Royaume-Uni: Cofely UK; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : l'ensemble des installations ENGIE en Allemagne BU Amérique latine: Centrale thermique Chilca au Pérou ; BU Brésil: centrales de Estreito, Jorge Lacerda, Machadinho, Salto Osório, Pampa Sul, Umburanas; BU Afrique: Engie Services Maroc; BU Asie Pacifique: Centrale de Kwinana; BU Storengy: site de stockage de Gournay sur Aronde; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : centrales de Uch I et Uch II au Pakistan*

Informations sociales et santé sécurité :

Audits réalisés au niveau BU : BU France BtoC; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est; BU Asie Pacifique; BU Tractebel Engineering

Audits réalisés au niveau des entités: BU France Renouvelables: Compagnie Nationale du Rhône (CNR); ENGIE Solutions : Engie Energie Service – Cofely Services Etablissement, Ineo; BU Génération Europe: Electrabel; BU Benelux: Cofely Fabricom; BU Royaume-Uni: Engie Regeneration; BU Amérique du Nord: Engie North America, Conti Services; BU Amérique latine: CAM Colombia Multiservicios; BU Brésil: Engie Brasil Energia; BU Afrique: Thermaire Investments et Ampair Ltd.; BU GRDF: GRDF; BU Autres: Activité de commercialisation aux Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA, Engie Insight Services

4

Gouvernance

4.1 Organes d'administration 120

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration 120

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration 139

4.2 Dialogue actionnarial 147

4.2.1 Dialogue du Président 147

4.2.2 Assemblée Générale du 20 mai 2021 – Composition du Conseil d'Administration 147

4.3 Direction Générale 148

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 149

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 149

4.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) 163

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 164

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 166

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2020 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 169

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2020 170

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 171

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales 171

4.5.2 Conventions réglementées et transactions avec les parties liées 171

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 171

4.5.4 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 172

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 175

4.5.6 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE 176

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes 176

4.6 Code de gouvernement d'entreprise 176

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées 177

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 du Code de commerce. Ce rapport a été préparé sur la base des délibérations du Conseil d'Administration. Il a été présenté aux comités du Conseil pour les parties relevant de leurs domaines d'activité. Il a ensuite été approuvé par le Conseil dans sa séance du 25 février 2021.

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. Ce rapport rappelle, à la Section 4.4 "Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction", les dispositions applicables, les principes et les règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux. Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 20 mai 2021 sont précisées à la Section 4.2.2.

4.1 Organes d'administration

4.1.1 Composition du Conseil d'Administration

Selon les termes de l'article 13 des statuts de la Société et conformément aux dispositions des articles L. 225-17, L. 22-10-5 et L. 22-10-6 du Code de commerce, le Conseil d'Administration d'ENGIE est composé de 22 membres au plus dont trois Administrateurs représentant les salariés du Groupe et un Administrateur représentant les salariés actionnaires.

La durée du mandat des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs viennent à échéance à l'issue de l'Assemblée Générale réunie dans l'année au cours de laquelle expire le mandat, pour statuer sur les comptes de l'exercice écoulé.

L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a réélu, en qualité d'Administrateurs, Fabrice Brégier et Lord Peter Ricketts of Shortlands.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 13 membres, dont :

- six Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- deux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, compte tenu de la participation de l'État français au capital ;
- une Administratrice représentante de l'État, nommée par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- trois Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; et
- un Administrateur représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du Code de commerce, élu par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le Conseil d'Administration comprend six Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice", et 4.1.1.5 "Indépendance des Administrateurs en exercice") ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 67%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

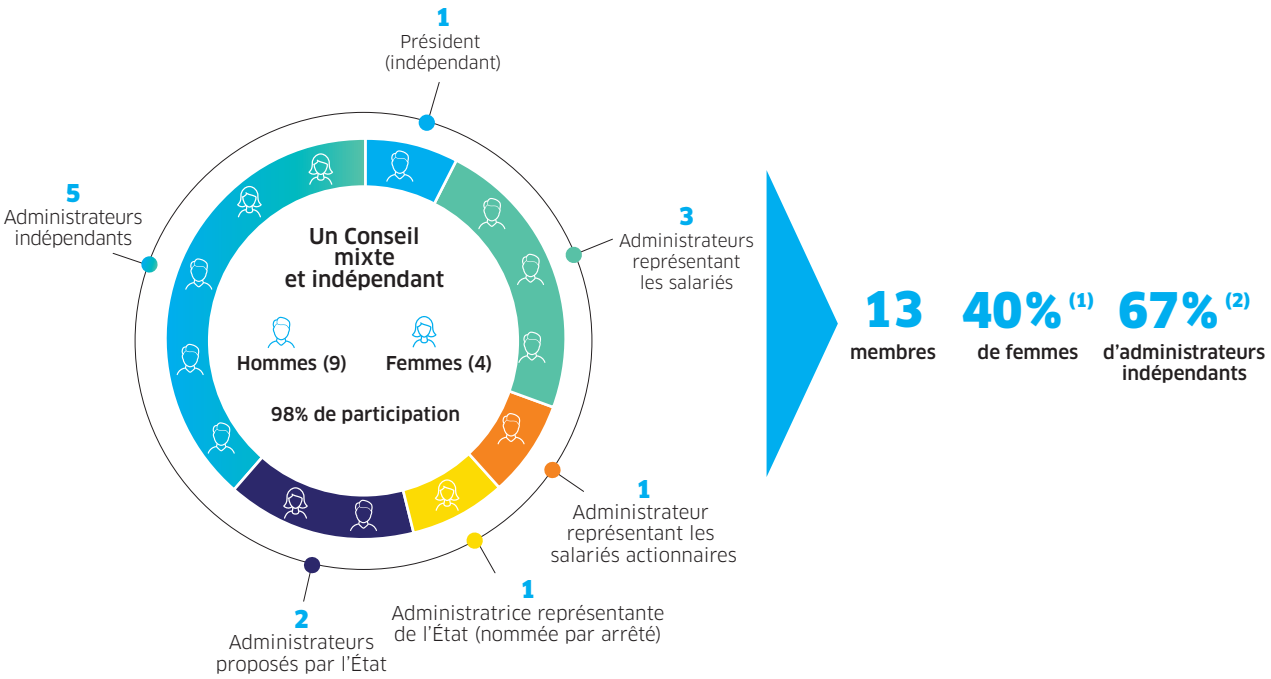
Lorsqu'un ou plusieurs sièges d'Administrateurs viennent à être vacants, et après s'être interrogé sur la taille du Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (ci-après, le CNRG) définit, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration, le profil recherché en ayant égard notamment à la politique de diversité (voir Section 4.1.1.7 "Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration") et en particulier à l'adéquation de la composition du Conseil par rapport aux activités du Groupe, à ses enjeux et ses orientations stratégiques.

Sur la base de ce profil, le Président du CNRG, avec l'appui du Président du Conseil, supervise le processus de recherche et de sélection des nouveaux Administrateurs indépendants, le cas échéant avec l'assistance d'un ou plusieurs cabinets de recrutement. Une "long list" puis une "short list" de candidats sont établies.

Des auditions de candidats interviennent en fin de processus en vue d'une recommandation au Conseil. 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 est devenu vacant en cours de mandat pour cause de décès ou de démission est soumis aux dispositions légales et réglementaires en vigueur, étant précisé que 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.

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 au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit à la date du présent rapport que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale, ne sont pas pris en compte
(2) Pour l'appréciation de la proportion d'indépendants au sein du Conseil d'Administration, le Code Afep-Medef prévoit que les administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte

Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités au cours de l'exercice

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Isabelle Kocher (24/02/2020)	-	Fabrice Brégier (14/05/2020) Lord Peter Ricketts of Shortlands (14/05/2020)
Comité d'Audit	-	-	-
CSIT (1)	-	-	-
CNRG (2)	-	-	Fabrice Brégier (14/05/2020) Lord Peter Ricketts of Shortlands (14/05/2020)
CEEDD (3)	-	-	-

(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technonologies
(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 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

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, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprend quatre femmes Administratrices sur 13. Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit à la date du présent rapport que les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale ne sont pas pris en compte. Ainsi, le Conseil d'Administration d'ENGIE comprenant trois Administrateurs représentant les salariés, l'appréciation est faite sur une base de 10 Administrateurs dont quatre sont des femmes, soit 40% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 13 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française). Il est renvoyé à la Section 4.1.1.7 sur la politique de diversité au sein du Conseil d'Administration.

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)	Adminis-trateur indé-pendant	Date initiale de nomination	Échéance du mandat	Ancienneté au Conseil [3]	Participation à des comités du Conseil [4]
Jean-Pierre Clamadieu H, 62 ans			40 000	2	✓	18/05/2018	2022	2	Pdt du CSIT, CNRG [5]
Fabrice Brégier H, 59 ans			500	1	✓	03/05/2016	2024	4	CNRG
Françoise Malrieu F, 75 ans			3 000	1	✓	02/05/2011	2023	9	Pdte du CNRG, Comité d'Audit, CEEDD
Ross McInnes H, 66 ans			500	2	✓	18/05/2018	2022	2	Pdt du CEEDD, Comité d'Audit, CSIT
Marie-José Nadeau F, 67 ans			1 000	0	✓	28/04/2015	2023	5	Pdte du Comité d'Audit, CSIT
Lord Ricketts of Shortlands H, 68 ans			750	0	✓	03/05/2016 [6]	2024	4	CNRG
Isabelle Bui F, 39 ans			0	1	✗	05/06/2019	2023	1	Comité d'Audit, CSIT, CNRG
Patrice Durand H, 67 ans			1 500 [7]	0	✗	14/12/2016	2023	4	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière F, 52 ans			500	2	✗	28/04/2015	2023	5	CEEDD
Christophe Agogué H, 59 ans			125	0	NA [8]	18/05/2018	2022	2	CEEDD
Alain Beullier H, 56 ans			51	0	NA [8]	21/01/2009	2022	12	CNRG
Philippe Lepage H, 56 ans			287	0	NA [8]	28/04/2014	2022	6	CSIT
Christophe Aubert H, 56 ans			160	0	NA [8]	12/05/2017	2021	3	Comité d'Audit

(1) Femme (F), Homme (H)
(2) À la date du présent rapport, sont dispensés d'être propriétaire d'actions de la Société, les Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, l'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation")
(3) En années échues
(4) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CEEDD : Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable
(5) Assiste au CNRG sans en être membre
(6) Avec prise d'effet au 1er août 2016
(7) Suite à l'acquisition de 750 actions le 8 mars 2021
(8) Conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants ; voir également la Section 4.1.1.5 ci-dessous

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (6)



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 : 62 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 40 000 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

Jean-Pierre Clamadieu est diplômé de l'École nationale supérieure des mines de Paris et ingénieur du Corps des mines. Il débute sa carrière au sein de l'administration française, travaillant en particulier pour le ministère de l'Industrie, ainsi que comme conseiller technique du ministre du Travail. En 1993, il rejoint le Groupe Rhône-Poulenc et occupe plusieurs postes de direction. En 2003, il est nommé Directeur Général, puis en 2008 Président-Directeur Général du Groupe Rhodia. En septembre 2011, suite à l'opération de rapprochement entre les groupes Rhodia et Solvay, Jean-Pierre Clamadieu est nommé Vice-Président du Comité Exécutif de Solvay. De mai 2012 à fin février 2019, Jean-Pierre Clamadieu 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. Le 8 octobre 2020, il a également été nommé Président du Conseil d'Administration de la Fondation ENGIE.

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président de la Chambre de Commerce du Brésil en France
- Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris
- Administrateur référent d'AXA (1), Administrateur d'Airbus (1)
- *Vice Chairman* du Comité Exécutif du *World Business Council for Sustainable Development* (Suisse)
- Membre de France Industrie, de l'*European Table for Industry* et du Comité Directeur de l'Institut Montaigne
- Membre de Entreprises pour l'Environnement

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Président du Comité Exécutif et Administrateur de Faurecia (1) et de la SNCF
- CEO de Solvay (Belgique) (1)
- Président du CEFIC (Conseil européen des industries chimiques)
- Administrateur du Conseil international des associations de la chimie (ICCA)
- Président de la Commission développement durable du Medef
- Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil de Medef International

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Direction Générale
- Secteur industrie

(1) Société cotée



FABRICE BRÉGIER

Administrateur

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 59 ans
Nationalité : française
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

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 de 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*.

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président de Palantir Technologies France
- Membre du Conseil d'Administration de KK Wind Solutions
- Membre du Conseil d'Administration de SCOR (1)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- *Chief Operating Officer* d'Airbus (1) et Président d'Airbus Commercial Aircraft jusqu'en février 2018

Compétences clefs

- Direction Générale
- Digital, innovation, nouvelles technologies
- Secteur industrie

(1) Société cotée



FRANCOISE MALRIEU

Administratrice

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit et du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 75 ans
Nationalité : française
Première nomination : 2 mai 2011
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 3 000 actions
Adresse professionnelle :
19, avenue Léopold II – Paris 16e

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Études Commerciales, elle commence en 1969 sa carrière au département d'analyse financière de la BNP dont elle prend ultérieurement la direction. Elle rejoint Lazard Frères en 1987 dont elle anime le département de fusions-acquisitions. En tant que Gérant puis Associé-Gérant, elle participe à de nombreuses opérations, en particulier aux programmes de privatisations. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank, en tant que *Managing Director* responsable de l'activité de finance d'entreprises. Elle cesse son activité bancaire en 2010. Ayant mis depuis plusieurs années son expertise et sa connaissance des entreprises au service de la gouvernance, elle participe dès lors activement à la réflexion et à l'élaboration des meilleures pratiques de place. Membre d'instances dirigeantes de plusieurs associations, elle contribue à la mise en œuvre de projets à impact social entre les entreprises et le monde associatif.

Principales activités exercées hors de la Société

Administratrice de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice du Groupe La Poste (1)
  et de Lazard Frères Banque

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies
- Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

Compétences clefs

- Finance
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- RSE

(1) Société cotée



ROSS MCINNES

Administrateur

Président du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité d'Audit

Âge : 66 ans
Nationalité : française et australienne
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle : SAFRAN – 2, boulevard du Général Martial Valin – Paris 15e

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 des Affaires étrangères et du Développement international 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. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS. En octobre 2018, le Premier ministre lui confie la mission de promouvoir la France en direction des entreprises britanniques ou étrangères du secteur non financier implantées au Royaume-Uni. Ross McInnes est par ailleurs Administrateur d'Eutelsat Communications (1).

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran (1)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Président du Conseil d'Administration de Safran (1)
- Administrateur d'Eutelsat Communications (1)
- *Trustee* et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de Lectra (1), Faurecia (1), d'IMI Plc (1) (Grande-Bretagne)

Compétences clefs

- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance
- Secteur industrie

(1) Société cotée



MARIE-JOSÉ NADEAU

Administratrice

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 67 ans
Nationalité : canadienne
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 000 actions
Adresse professionnelle :
300, avenue des Sommets, App. 1102
Verdun (Québec) – H3E 2B7 (Canada)

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 quinze 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 aux conseils d'administration de TRANSMOUNTAIN Corporation, une société canadienne qui exploite et développe un important réseau de pipelines dans l'Ouest du Canada et des États-Unis, et du *Electric Power Research Institute* (États-Unis), une organisation internationale de R&D dans des technologies innovantes liées aux secteurs de l'électricité et de l'environnement.

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 en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice de TRANSMOUNTAIN Corporation (Canada)
- Administratrice du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni)
- Secrétaire Générale et Vice-Présidente Exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada)
- Administratrice de l'Orchestre symphonique de Montréal, et de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)
- Présidente du *Advisory Council* du *Electric Power Research Institute* (États-Unis)
- Administratrice de Metro Inc. (1) (Canada)

Compétences clefs

- 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 : 68 ans
Nationalité : anglaise
Première nomination : 3 mai 2016
Échéance du mandat : 2024
Actions détenues : 750 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE – 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie

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, Peter Ricketts 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*.

Principales activités exercées hors de la Société

Président du *Franco-British Council*
Membre de la *House of Lords,* Londres (Royaume-Uni)
Président du *Normandy Memorial Trust* (association bénévole) (Royaume-Uni)
Membre de la *Royal Academy* (Royaume-Uni)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Conseiller stratégique de Lockheed Martin (Royaume-Uni)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Enjeux géostratégiques
- Secteur public
- Dialogue social / ressources humaines

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté (1)

Administrateur du secteur public



ISABELLE BUI

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 : 39 ans
Nationalité : française
Première nomination : 5 juin 2019
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 0 actions
Adresse professionnelle :
Agence des Participations de l'État
Bâtiment Colbert – Télédoc 228 –
139, rue de Bercy 75572 – Paris Cedex 12

Diplômée de l'Institut d'études politiques de Paris et l'École nationale d'administration, Isabelle Bui a débuté sa carrière en 2008 au ministère de l'Économie et des Finances, à la Direction Générale du Trésor comme adjointe au chef de bureau Investissements, propriété intellectuelle et services. Après deux autres postes au Trésor dans les bureaux Investissements, lutte contre la criminalité financière et sanctions puis Financement du logement et activité d'intérêt général, elle rejoint en 2012 le Groupe Total. Elle y occupe les fonctions d'Adjointe au Directeur Affaires Publiques Internationales chargée des affaires multilatérales jusqu'en 2014. De retour à la Direction Générale du Trésor, elle est nommée Chef de bureau Services bancaires et moyens de paiement. Avant de rejoindre l'Agence des participations de l'État (APE) en mai 2019 en tant que Directrice de participations Transports, elle était, depuis 2017, Secrétaire Générale du Club de Paris, Chef de bureau Endettement, financement international et secrétariat du Club de Paris.

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice de participations Transports de l'APE

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Administratrice d'Aéroports de Paris (1) en qualité de représentante de l'État
- Administratrice de la Société Nationale des Chemins de Fer français (SNCF) en qualité de représentante de l'État

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administrateur de la Monnaie de Paris en qualité de représentante de l'État
- Administratrice de la Régie autonome des transports parisiens (RATP) en qualité de représentante de l'État

Compétences clefs

- Secteur public
- Mandat de Président ou d'Administrateur de grandes entreprises
- Finance

(1) Société cotée

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État (2)



PATRICE DURAND

Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 67 ans
Nationalité : française
Première nomination : 14 décembre 2016
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 1 500 actions (1)
Adresse professionnelle :
22, avenue Théophile-Gautier – Paris 16e

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'équipement 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 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 et de GCS Holding BV (Pays-Bas)
- Administrateur de Ingenico Holding Asie (Hong Kong) et Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd (Chine)

Compétences clefs

- Finance
- Secteur industrie
- Secteur des services

(1) Suite à l'acquisition de 750 actions le 8 mars 2021



MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

Administratrice élue par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 52 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2015
Échéance du mandat : 2023
Actions détenues : 500 actions
Adresse professionnelle :
ORANGE – 78, rue Olivier de Serres
75015 Paris

Diplômée de l'École Normale Supérieure, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est également ingénieur du Corps des mines. Elle a débuté sa carrière en 1996, à la Direction Régionale Paris, Département Réseau de Distribution de France Télécom. Elle occupe ensuite diverses fonctions de direction au sein du groupe dénommé Orange depuis le 1er juillet 2013, notamment dans les activités Marketing, Recherche et Développement, et Réseaux internationaux et Entreprise. Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, a été nommée, le 2 mai 2018, Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology and Global Innovation.

Depuis le 1er septembre 2020, elle est Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France).

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe d'Orange en charge de la région Europe (hors France)

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Directrice Générale Adjointe du Groupe Orange (1), en charge de la région Europe (hors France) depuis le 1er septembre 2020
- Administratrice de Valéo (1) et des sociétés NoWCP, Orange Roumanie (Roumanie), Orange Pologne, Orange Belgium, Orange Spain, Orange Bank

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Administratrice de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR), Nordnet, Soft@Home et Viaccess

Compétences clefs

- Digital, Innovation, nouvelles technologies
- Secteur des services
- RSE

(1) Société cotée

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



CHRISTOPHE AGOGUÉ

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières – CFE-Énergies

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Âge : 59 ans
Nationalité : française
Première nomination : 18 mai 2018
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 125 actions
Adresse professionnelle :
GRDF – 6, rue Condorcet – Paris 9e

Christophe Agogué est diplômé des Hautes Études Commerciales 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 sera notamment représentant syndical au Comité Central d'Entreprise de GRDF et au Comité Groupe France d'ENGIE, et Secrétaire de son Comité d'Établissement.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié de GRDF (1) à la Direction Économie Régulation
Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Membre du Conseil d'Administration de Rassembleurs d'Énergies (1)

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Finance
- Dialogue social / ressources humaines
- Secteur de l'énergie

(1) Groupe ENGIE



ALAIN BEULLIER

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération chimie énergie – CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Âge : 56 ans
Nationalité : française
Première nomination : 21 janvier 2009
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 51 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 – Montoir de Bretagne (44550)

Recruté en 1984, Alain Beullier a exercé différentes activités en service clientèle et de conseiller commercial dans plusieurs centres d'EDF GDF Services en région parisienne. Actuellement salarié d'Elengy chargé de la veille réglementaire environnementale, il a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 18 décembre 2008 et réélu le 14 mars 2014 et le 15 mars 2018. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de sociétés délivré par Sciences-Po *Executive Education* et l'Institut français des administrateurs, promotion 2016.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy (1) en charge de la veille réglementaire environnementale

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- RSE
- Secteur de l'énergie
- Dialogue social / ressources humaines

(1) Groupe ENGIE



PHILIPPE LEPAGE

Administrateur élu par les salariés, parrainé par la Fédération nationale des Mines et de l'Énergie – CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Âge : 56 ans
Nationalité : française
Première nomination : 28 avril 2014
Échéance du mandat : 2022
Actions détenues : 287 actions
Adresse professionnelle :
ELENGY – Zone portuaire, BP 35 - Montoir de Bretagne (44550)

Recruté en 1982, Philippe Lepage a exercé d'octobre 1982 à juillet 2002 la fonction de Technicien de maintenance courant fort, de juillet 2002 à janvier 2009 la fonction de Tableautiste et depuis janvier 2009 la fonction d'Assistant chef de quart au terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne. Philippe Lepage a été nommé Administrateur représentant des salariés pour le collège "autres salariés", par suffrage des salariés le 14 mars 2014 et réélu le 15 mars 2018.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Elengy [1] attaché au Secrétariat Général

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

- Administrateur représentant les salariés d'Elengy élu par suffrage des salariés le 25 mai 2009, réélu le 14 octobre 2014 et le 8 février 2021

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés pour la CGT au Comité de Dialogue Sectoriel Gaz de la Commission européenne, membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des "Nouveaux Systèmes Énergétiques" et du Groupe de Travail Compétences

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Compétences clefs

- Digital, Innovation, nouvelles technologies
- Secteur de l'énergie
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale (1)



CHRISTOPHE AUBERT

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale, parrainé par la Fédération Construction Bois – CFDT

Membre du Comité d'Audit

Âge : 56 ans
Nationalité : française
Première nomination : 12 mai 2017
Échéance du mandat : 2021
Actions détenues : 160 actions
Adresse professionnelle :
ENGIE SOLUTIONS – 18, rue Thomas Edison – Canéjan (33610)

Christophe Aubert a travaillé dans de nombreuses entreprises telles que Technicatome (CEA), Staefa control system, Landis & Gyr (Siemens) et Industelec (EDF), puis a rejoint ENGIE Solutions en février 2002, en tant que responsable commercial au sein d'une agence territoriale dans le Sud-Ouest, avant d'intégrer en 2007 la direction commerciale régionale Sud-Ouest. Il est titulaire du Certificat d'Administrateur de sociétés délivré par Sciences-Po *Executive* Éducation et l'Institut français des administrateurs, promotion 2019.

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'ENGIE Énergie Services (1), en tant que chef de projet rattaché à la BU Industrie dans la filière Commerce, en charge du développement de projets *Asset-based*

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

- Gérant de la société MAAC IMMO

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

- Membre du Conseil de Surveillance des FCPE Link France et ORS 2015 France

Compétences clefs

- Secteur des services
- Finance
- Environnement réglementaire

(1) Groupe ENGIE

4.1.1.2 Commissaire du gouvernement

Conformément à l'article L. 111-70 du Code de l'énergie, le ministre chargé de l'Énergie désigne auprès de la Société un Commissaire du gouvernement qui assiste, avec voix consultative, aux séances du Conseil d'Administration et des comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Cette fonction est assurée par Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014. Par arrêté du 2 mars 2021 de la ministre de la transition écologique, Philippe Geiger a été nommé Commissaire du gouvernement suppléant à compter du 15 mars 2021, en remplacement d'Anne-Florie Coron qui a avait été nommée à cette fonction par arrêté du 5 mai 2017.

4.1.1.3 Représentant du Comité social et économique

Conformément aux articles L. 2312-72 et suivants du Code du travail, un membre titulaire du Comité social et économique, désigné par ce dernier, assiste avec voix consultative à toutes les séances du Conseil d'Administration. Cette fonction est assurée par Hamid Aït Ghezala.

4.1.1.4 Absence de conflits d'intérêts ou de condamnation

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, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflit d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation") 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, informer le Conseil de tout conflit d'intérêts dans lequel il pourrait être, directement ou indirectement, impliqué et, dans les cas où il ne peut éviter de se trouver en conflit d'intérêts, s'abstenir 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, à l'égard d'ENGIE, des Administrateurs 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 des organes d'administration ou de direction.

4.1.1.5 Indépendance des Administrateurs en exercice

L'article 1.1.2 du Règlement Intérieur dispose que le Conseil doit procéder, chaque année avant l'Assemblée Générale appelée à statuer sur les comptes de l'exercice écoulé, 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 4 février 2021, puis par le Conseil d'Administration le 25 février 2021.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales ou statutaires, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Isabelle Bui, Administratrice représentante de l'État, désignée en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ainsi que Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Agogué, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 22-10-6 et suivants du Code de commerce ; Christophe Aubert, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 22-10-5 du même Code.

Six Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice") ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 67%, étant précisé que, conformément au Code Afep-Medef, le nombre d'Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires n'est pas comptabilisé pour établir le pourcentage d'Administrateurs indépendants.

Indépendance des Administrateurs au regard des critères d'indépendance énoncés au § 9 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								
Fabrice Brégier	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Peter Ricketts of Shortlands	I								
Isabelle Bui	NI								✗
Patrice Durand	NI								✗
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								✗
Christophe Agogué	NI	✗							
Alain Beullier	NI	✗							
Philippe Lepage	NI	✗							
Christophe Aubert	NI	✗							

✗ = *critère d'indépendance non satisfait*

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 12 ans

Ne pas être Administrateur de la Société depuis plus de 12 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.

Le Conseil d'Administration a tout particulièrement étudié les relations d'affaires entretenues avec la société Palantir Technologies Inc., en vue d'apprécier si celles-ci étaient d'une nature et d'une importance telles qu'elles pouvaient affecter l'indépendance de Fabrice Brégier, Président de Palantir Technologies France SAS, filiale de Palantir Technologies Inc.

Le Conseil a ainsi pris connaissance d'un projet de convention de Palantir Technologies Inc, visant à doter ENGIE d'une solution technologique de *data management* et d'algorithmie particulièrement adaptée aux besoins du Groupe dans le secteur des services. Cette convention a été qualifiée de convention courante et conclue à des conditions normales par le Comité de qualification des conventions du Groupe.

Le Conseil a notamment constaté que la convention ne serait pas significative pour Palantir Technologies Inc. au regard de son chiffre d'affaires consolidé. Du côté d'ENGIE, elle resterait limitée par rapport à ses achats annuels de prestations informatiques.

En termes d'organisation de la convention, Fabrice Brégier a indiqué qu'il ne détient pas de mandat au sein des instances dirigeantes de Palantir Technologies Inc. et qu'il n'exerce de ce fait aucun pouvoir décisionnel au sein de la société contractante. Il ne lui appartient pas plus de définir le staffing des équipes, décidé au plan mondial sans pouvoir de décision des implantations locales. Le Conseil a noté que conformément à la pratique courante au sein de son groupe, Palantir Technologies Inc. se réserve la possibilité de recourir à un ou plusieurs ingénieurs français, via des mises à disposition de personnel internes par Palantir Technologies France SAS, qui n'est pas partie au contrat avec ENGIE. La prestation éventuelle de certains membres de l'équipe de Palantir Technologies France SAS serait alors facturée à la maison-mère conformément aux règles OCDE. Enfin, la rémunération de Fabrice Brégier n'est pas fonction des résultats de Palantir Technologies France SAS et ne sera pas liée à cette convention.

Au regard de ces éléments le Conseil d'Administration a considéré, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, que l'indépendance de Fabrice Brégier au sein du Conseil d'Administration d'ENGIE ne sera pas affectée par la conclusion de la convention envisagée.

4.1.1.6 Situation de cumul des mandats des Administrateurs

Le nombre de mandats exercés par les Administrateurs dans des sociétés cotées extérieures au Groupe y compris étrangères, a été apprécié, au 25 février 2021, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, article 19 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 [1]	Conformité aux critères du Code Afep-Medef
Jean-Pierre Clamadieu	2	✓
Fabrice Brégier	1	✓
Françoise Malrieu	1	✓
Ross McInnes	2	✓
Marie-José Nadeau	0	✓
Peter Ricketts of Shortlands	0	✓
Isabelle Bui	1	✓
Patrice Durand	0	✓
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Christophe Aubert	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef

4.1.1.7 Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration s'attache à promouvoir la diversité en son sein au regard 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.

Suite aux échanges avec les investisseurs menés au cours de l'exercice 2019, le Conseil d'Administration a décidé, sur recommandation du CNRG, de faire évoluer la restitution au marché des compétences des Administrateurs vers une approche plus individualisée et centrée exclusivement sur les compétences clefs de chaque Administrateur.

Sont ainsi renseignées, pour chaque Administrateur, ses trois compétences clefs, fondées sur ses qualifications et expériences professionnelles. Elles sont recensées sous les biographies de chacun d'entre eux et dans le tableau ci-dessous.

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. Ainsi, au 25 février 2021, la proportion de femmes est de 40%.

Sur les 13 Administrateurs, quatre nationalités sont représentées (australienne, britannique, canadienne et française).

Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend un seul Administrateur 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 soit pas supérieur au tiers des Administrateurs en fonction.

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	✓	✓							✓			
Fabrice Brégier	✓				✓				✓			
Françoise Malrieu		✓	✓	✓								
Ross McInnes		✓		✓					✓			
Marie-José Nadeau	✓	✓					✓					
Lord Ricketts						✓				✓	✓	
Isabelle Bui		✓		✓						✓		
Patrice Durand				✓				✓	✓			
Mari-Noëlle Jégo-Laveissiere			✓		✓			✓				
Christophe Agogué				✓		✓	✓					
Alain Beullier			✓			✓	✓					
Philippe Lepage					✓		✓					✓
Christophe Aubert				✓				✓				✓

4.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

Crise sanitaire de la Covid-19

Face à la crise sanitaire de la Covid-19, la gouvernance du Groupe a dû s'adapter afin de poursuivre ses différentes missions. La communication des dossiers de préparation du Conseil et des comités était déjà dématérialisée mais leurs réunions se sont digitalisées compte tenu des impératifs sanitaires.

Le Conseil a été attentif à l'évolution de la crise sanitaire dans le Groupe et à ses conséquences opérationnelles et financières. Le Comité d'Audit s'est en outre réuni de manière exceptionnelle en mars 2020 afin de faire un point d'ensemble sur l'impact de la crise. Par ailleurs, tout au long de l'année, les Comités du Conseil ont été sollicités à diverses reprises sur des questions spécifiques liées à la crise sanitaire.

4.1.2.1 Présidence et organisation

Le fonctionnement du Conseil est défini à l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 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.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité social et économique central, qui disposent d'une voix consultative ainsi que la Directrice Générale, la Secrétaire Générale et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du CNRG ; au moins tous les deux ans, cette évaluation est réalisée de manière externe.

Une fois par an également, hors la présence du Directeur Général et des Administrateurs titulaires d'un contrat de travail avec une société du Groupe, le Président tient une réunion d'Administrateurs pour procéder à l'évaluation de la performance du Directeur Général. Le Président informe les membres du Conseil de la tenue de ces réunions. Le Président peut inviter les Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances.

Conformément aux stipulations de l'article 13.6 des statuts, tout Administrateur doit être propriétaire d'au moins 50 actions de la Société, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires applicables. Sur proposition du CNRG, cette obligation statutaire a été renforcée dans le Règlement Intérieur par une obligation de détention minimale de 500 actions par Administrateur, sauf dispense résultant de dispositions législatives ou réglementaires. Cette obligation doit être satisfaite au plus tard dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs cooptés ou élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni aux Administrateurs représentant les salariés ou les salariés actionnaires (le nombre d'actions détenues personnellement par les Administrateurs figure à la Section 4.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié le 30 juillet 2020, afin de réduire le champ des décisions du Conseil ne pouvant être prises sans réunion physique, en limitant les cas nécessitant une présence physique à ceux prévus par la loi, et afin de prévoir la tenue non présentielle des comités en tant que de besoin.

Le Règlement Intérieur comprend sous la forme d'annexes la Charte de l'Administrateur et le Code de bonne conduite qui fixent les droits et les devoirs de chaque Administrateur.

La Charte de l'Administrateur comprend les règles afférentes à l'exercice du mandat de l'Administrateur, relativement au respect de l'intérêt social, des lois et des statuts, de l'indépendance de l'Administrateur et son devoir d'expression, aux conflits d'intérêts, au professionnalisme de l'Administrateur, à son implication et son efficacité.

L'Administrateur s'engage à consacrer à ses fonctions le temps et l'attention nécessaires. Il s'informe sur les métiers et les spécificités de l'Entreprise, 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 2020" ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relatives aux opérations sur titres de la Société et aux délits et manquements d'initié applicables aux Administrateurs, 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 ce qui précède, le statut des Administrateurs salariés, entériné par le Conseil d'Administration lors de sa séance du 9 décembre 2009, précise, pour les Administrateurs représentant les salariés, les conditions d'exercice de leur mandat.

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 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 (cf. également Section 4.2 "Dialogue actionnarial").

En concertation avec le Directeur Général, le Président du Conseil est en outre chargé :

- d'organiser les travaux stratégiques du Conseil et de suivre la préparation et la mise en œuvre de plans de succession pour les membres du Comité Exécutif du Groupe ;
- 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 conflits d'intérêts qu'il aurait identifiées ou qui auraient été portées à sa connaissance concernant, le cas échéant, le Directeur Général ou les membres du Conseil. Il examine les situations de conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur ;
- participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du CNRG, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

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 le Directeur Général, qui assure la direction et la gestion opérationnelle du Groupe ; dans le contexte de la Direction collégiale de transition, le Président a, à la demande du Conseil, soutenu activement la Direction collégiale mise en place du 24 février au 31 décembre 2020.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, le Président peut être consulté par la Direction Générale sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

Le Président est tenu régulièrement informé par le Directeur Général des événements significatifs de la vie du Groupe, notamment en ce qui concerne la stratégie, l'organisation, les investissements et désinvestissements. Sur invitation du Directeur Général, 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 1.3.1 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 également les pouvoirs suivants :

- nomme les dirigeants mandataires sociaux ;
- se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent ;
- 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 ;
- 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 ;
- procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns ;

- examine, au moins une fois par an :
  - le budget,
  - la stratégie industrielle du Groupe,
  - la stratégie financière du Groupe,
  - 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,
  - la politique d'égalité professionnelle et salariale.

Le Directeur Général est investi 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'achat 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 chaque année le Directeur Général 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

16
RÉUNIONS

13
ADMINISTRATEURS

98%
DE PARTICIPATION

Au cours de l'exercice 2020, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à 16 reprises avec un taux moyen de participation de 98%. 10 des 13 Administrateurs ont assisté à l'ensemble des séances du Conseil pour lesquelles ils étaient en exercice et trois Administrateurs ont manqué une seule séance. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2020 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 2020".

L'ordre du jour des séances du Conseil d'Administration est établi par le Président en concertation avec le Directeur Général. 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 consacré à la santé et sécurité, suivi d'une revue de la situation du Groupe.

Des réunions des Administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société, dites "sessions exécutives", se tiennent régulièrement à l'issue des séances du Conseil. Si nécessaire les sujets évoqués en session exécutive font l'objet d'une restitution au Directeur Général.

Principales activités en 2020

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités :

- suivi de l'impact de la crise sanitaire ;
- examen de la stratégie des *Global Business Lines* ;
- définition du nouveau plan stratégique :
  - sélectivité accrue avec deux axes prioritaires, énergies renouvelables et infrastructures, et en termes géographiques ; augmentation des ventes d'actifs au service de cette stratégie,
  - revue stratégique des activités de services (Solutions clients) ;
- mise en œuvre opérationnelle des nouvelles orientations stratégiques : vente de 29,9% des actions de SUEZ ; définition du périmètre des Solutions clients conservées dans le Groupe et celles destinées à créer une nouvelle entité ;
- préparation et suites à donner au séminaire de réflexion stratégique annuel du Conseil (voir encadré).

Investissements et ventes d'actifs :

- revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement dont ceux nécessitant la décision du Conseil, dont :
  - la prolongation de la concession du Rhône (Compagnie Nationale du Rhône),
  - la construction de la centrale éolienne de Punta Lomitas au Pérou,
  - la cession de 49% d'un portefeuille éolien et solaire aux États-Unis à Hannon Amstrong,
  - un projet de construction d'un parc éolien dans le sud-ouest du Kansas,
  - l'acquisition de 10% de TAG au Brésil,
  - la réponse à l'appel d'offre du réseau de froid de la ville de Paris,
  - la vente de 29,9% des actions de SUEZ ;
- suivi de la performance des acquisitions et enseignements sur les bonnes pratiques ;
- retour d'expérience sur les acquisitions ;
- points d'étape sur les projets en cours.

Séminaire stratégique

Réunis comme chaque année en séminaire stratégique, les membres du Conseil ont échangé sur les évolutions sectorielles et les attentes des parties prenantes du Groupe. Ils ont approfondi la réflexion stratégique engagée en juillet 2020, activité par activité, afin d'en distinguer les opportunités à saisir, les défis à relever et suivre leur mise en oeuvre. Cet exercice a permis de préciser les équilibres financiers devant servir de base aux futures prises de décision du Conseil.

Finance, audit et risques :

- arrêté des comptes sociaux et consolidés, proposition d'affectation du résultat et leurs projets de communiqué de presse ;
- arrêté des documents de gestion prévisionnelle ;
- arrêté du budget et du plan d'affaires à moyen terme ;
- analyse de la revue annuelle des risques du Groupe ;
- renouvellement des autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties ;
- analyse des études financières et notes d'analystes.

Gouvernance, nominations et rémunérations :

- gestion des évolutions de gouvernance :
  - modalités du départ de la Directrice Générale,
  - nomination d'une Direction collégiale de transition,
  - nomination de la nouvelle Directrice Générale (voir encadré),
  - rémunération des mandataires sociaux ;
- définition de la raison d'être et inscription dans les statuts ;
- enseignements à tirer du dialogue entre le Président et les actionnaires, les investisseurs et les *proxy advisors*, notamment dans le cadre des *roadshows* de gouvernance ;
- préparation de l'Assemblée Générale Mixte et réponses aux questions écrites des actionnaires ;
- politique de diversité, compétence et indépendance des Administrateurs en exercice ;
- objectif de féminisation du Comex ;
- nominations dans les comités du Conseil ;
- évaluation du fonctionnement du Conseil.

Processus du recrutement du nouveau Directeur Général

Le processus de recrutement du nouveau Directeur Général a été piloté par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, avec l'appui du Président du Conseil d'Administration. Au départ d'Isabelle Kocher le 24 février 2020, une gouvernance de transition a été mise en place et un processus de recrutement du nouveau Directeur Général a été lancé. Le nouveau profil recherché a été arrêté et deux cabinets de recrutement ont été mandatés. En parallèle, le Conseil d'Administration a adopté de nouvelles orientations stratégiques qui ont été annoncées fin juillet 2020 et qui ont pu être partagées avec une sélection de candidats pour s'assurer de l'alignement de ceux-ci avec les orientations à mettre en œuvre. Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 2 octobre 2020, de nommer Catherine MacGregor Directrice Générale au 1er janvier 2021. La vision que porte Catherine MacGregor sur la transformation et le développement du Groupe, son expérience industrielle et internationale tout autant que son leadership et ses qualités managériales reconnues contribueront pleinement à la mise en œuvre des orientations stratégiques. Sa nomination comme Administratrice est proposée à l'Assemblée Générale des actionnaires du 20 mai 2021.

Responsabilité Sociale d'Entreprise :

- objectifs RSE ;
- examen de l'adéquation des projets d'investissements avec chacun des critères RSE du Groupe, prenant ainsi en considération notamment les enjeux sociaux, éthiques et climatiques ;
- politique d'égalité professionnelle et salariale ;
- déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique ;
- examen du bilan annuel Santé-Sécurité et plan d'actions Santé-Sécurité 2021-2025 ;
- *reportings* internes consacrés à la RSE.

Formation :

En complément du programme de formation sur mesure dont peut bénéficier tout nouvel Administrateur, la Société organise régulièrement des sessions de formation ou d'information spécifiques à la demande des membres du Conseil d'Administration. Cela permet également aux membres du Conseil de rencontrer les cadres du Groupe.

Compte tenu du contexte sanitaire en 2020, aucune séance de formation collective ne s'est tenue.

4.1.2.4 Les comités permanents

Quatre comités permanents assistent le Conseil d'Administration :

- le Comité d'Audit ;
- le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies ;
- le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance ; et
- le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable.

La présidence de chaque Comité est assurée par un Administrateur indépendant.

Les comités ont pour mission d'étudier toutes questions relatives 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, et de rapporter leurs conclusions au Conseil sous forme de comptes rendus, propositions, avis, informations ou recommandations.

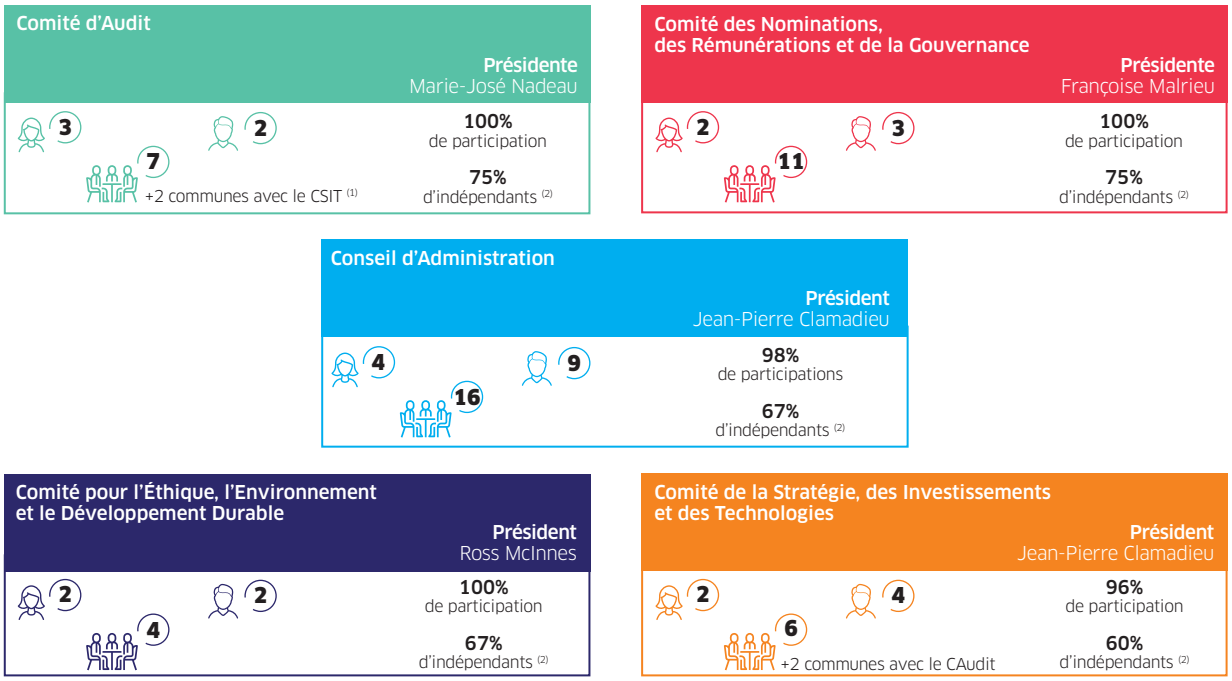
Les comités accomplissent leur mission sous la responsabilité du Conseil d'Administration. Un comité ne peut traiter de sa propre initiative des questions qui déborderaient du cadre propre de sa mission. Les comités n'ont pas de pouvoir de décision.

Le Conseil, sur proposition de son Président et après avis du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, désigne les membres composant les comités ainsi que leur Président, en tenant compte des compétences, de l'expérience et de la disponibilité des Administrateurs (voir Section 4.1.1.1 "Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice" et le tableau "Changements intervenus dans la composition du Conseil d'Administration et des comités" 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 des sessions exécutives, c'est-à-dire qu'une partie de la réunion du Comité se tienne hors la présence du management, est systématique ou occasionnelle.

Le secrétariat des comités du Conseil est assuré par le Secrétariat Général.



(1) Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

(2) 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	2	5	100%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE CSIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité d'Audit est composé de cinq membres : Marie-José Nadeau (1) (Présidente), Christophe Aubert, Isabelle Bui, Françoise Malrieu (1) et Ross McInnes (1).

Le Comité d'Audit s'est réuni à sept reprises au cours de l'année 2020, avec un taux de participation de 100%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances, excepté à la séance commune avec le CSIT en décembre.

Chaque réunion du Comité est suivie d'une session exécutive.

4.1.2.4.1.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité d'Audit sont :

- 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 toute autre membre du management ;
- l'examen, avant leur publication, des communiqués financiers importants ;
- 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 des Commissaires aux comptes et de leurs plans d'intervention ;
- le suivi de l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe ;
- 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 ;

(1) Administrateur indépendant

- 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, régulièrement, de la situation financière, de la trésorerie et des engagements et risques significatifs du Groupe.

Le Comité rend compte régulièrement au Conseil 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. Il informe sans délai le Conseil de toute difficulté rencontrée.

4.1.2.4.1.2 Les principales activités en 2020

Les activités du Comité d'Audit se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2019 et au 30 juin 2020, les informations financières des premier et troisième trimestres 2020 et les communiqués de presse correspondants ;
- les hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle ainsi que les documents de gestion prévisionnelle ;
- la politique de dividende et la guidance ;
- l'évolution des KPI opérationnels communiqués au marché ;
- les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit, les plans annuels d'audit interne 2020 et 2021 ainsi que l'actualisation du plan annuel d'audit 2020 au regard de la crise sanitaire de la Covid-19 ;
- la revue du contrôle interne Groupe dont le dispositif de contrôle applicable au nucléaire en Belgique ;
- les comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration ;
- les projets de résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale ;
- la procédure de préapprobation des missions non-audit des Commissaires aux comptes ;
- 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 2019 des Commissaires aux comptes, leur programme de travail 2020 et le renouvellement de leurs mandats ;
- les revues des risques 2020 et 2021 ;
- la revue des assurances du Groupe ;
- la notation financière ;
- la politique fiscale du Groupe ;
- la transparence des implantations à l'étranger ;
- la situation du Groupe au regard de la crise sanitaire de la Covid-19 ;
- la conclusion d'une ligne de crédit consortiale *(club deal)* de 2,5 milliards d'euros ;
- le traitement comptable de la structure de *tax equity* (projets ENR aux États-Unis) ;
- la dématérialisation des états financiers (ESEF – *European Electronic Single Format*) ;
- le suivi des risques prioritaires :
  - cybersécurité,
  - sécurité industrielle et ses assurances,
  - sûreté nucléaire ;
- l'émission d'obligations hybrides ;
- la politique de trésorerie 2020 et la présentation des méthodes de présentation de la couverture des flux de trésorerie ;
- les relations avec les investisseurs dont les retours des *roadshows*.

4.1.2.4.2 Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

6	2	6	96%
RÉUNIONS	RÉUNIONS COMMUNES AVEC LE COMITE D'AUDIT	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de six membres : Jean-Pierre Clamadieu [(1)] (Président), Isabelle Bui, Patrice Durand, Philippe Lepage, Ross McInnes [(1)] et Marie-José Nadeau [(1)].

Le Directeur Général assiste aux réunions du CSIT.

Le CSIT s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2020, avec un taux moyen de participation de 96%.

4.1.2.4.2.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- 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 partenariat 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.

4.1.2.4.2.2 Les principales activités en 2020

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les enjeux stratégiques ;
- la sélectivité géographique ;
- la revue stratégique des activités de Solutions clients ;
- la gestion opérationnelle en période de crise sanitaire de la Covid-19, impact et perspectives sur les pairs ;
- les retours d'expérience sur les acquisitions et le look-back sur une série de projets acquis ;
- la préparation et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil ;
- une série de projets d'investissements et de cession ;
- les points d'étape sur les projets en cours.

Activités des réunions communes du Comité d'Audit et du CSIT :

- la gestion opérationnelle dans le contexte de la crise sanitaire de la Covid-19 :
  - le plan d'action CAPEX,
  - la résilience des processus de production de l'information financière,
  - le statut de la liquidité/financement,
  - le processus de re-prévision ;
- 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

11	5	100%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu [(1)] (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier [(1)], Isabelle Bui et Lord Ricketts of Shortlands [(1)].

Le Président et le Directeur Général 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 11 fois en 2020, avec un taux de participation de 100%.

4.1.2.4.3.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont l'examen et la formulation de recommandations au Conseil d'Administration s'agissant de :

- toutes candidatures à un poste d'Administrateur devant être soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale, ainsi qu'à un poste de membre des comités et à la présidence de ces comités ;
- la succession du Président et du Directeur Général de la Société ;
- 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 ;
- 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 ;
- 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 maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex.

4.1.2.4.3.2 Les principales activités en 2020

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

- les modalités de départ de la Directrice Générale ;
- la mise en place d'une direction collégiale de transition ;
- le processus de recrutement de la nouvelle Directrice Générale ;
- la rémunération des mandataires sociaux ;
- la raison d'être ;
- 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 et de ses comités ;
- le suivi des recommandations émises par les investisseurs et *proxy advisors* lors des *roadshows* gouvernance menés par le Président du Conseil ;
- l'actionnariat salarié et le processus de nomination de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires ;
- l'évolution de la composition du Comex et de l'ENGIE 50 ;
- l'objectif de féminisation du Comex ;
- les modifications du Règlement intérieur du Conseil ;
- le taux de réussite des plans d'actions et d'unités de performance ;
- le plan d'actions de performance au titre de 2020 ;
- les ratios d'équité ;
- les projets de résolutions de son ressort soumis à l'Assemblée Générale ;
- et les sections gouvernance et rémunération du projet de Document d'enregistrement universel.

4.1.2.4.4 Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

4	4	100%
RÉUNIONS	ADMINISTRATEURS	DE PARTICIPATION

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de quatre membres : Ross McInnes [(1)] (Président), Christophe Agogué, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Françoise Malrieu [(1)].

Une fois par an, les membres du Comité se réunissent hors la présence du management pour évoquer le fonctionnement du Comité et les sujets sur lesquels ils souhaitent voir le Comité se pencher.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2020, avec un taux de participation de 100%.

(1) Administrateur indépendant

4.1.2.4.4.1 Les principales missions

Les principales missions du Comité sont :

- 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'examen des politiques en matière de ressources humaines et la prise de connaissance du suivi des risques correspondants ;
- 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 ;
- 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.

4.1.2.4.4.2 Les principales activités en 2020

Les activités du Comité se sont notamment concentrées sur les sujets suivants :

Éthique et *compliance* :

- le rapport annuel d'activités Éthique et *compliance* ;
- l'évolution de la politique des consultants commerciaux ;
- la déclaration relative à l'esclavage moderne (règlementation britannique).

Responsabilité environnementale et sociétale :

- l'examen de la performance RSE du Groupe et le rapport de l'un des Commissaires aux comptes sur celle-ci ;
- les objectifs RSE et leur déploiement ;
- le projet de rapport intégré ;
- l'analyse et les actions menées dans le cadre du risque prioritaire "changement climatique", la certification *Science-Based Targets* et la mise en œuvre des recommandations de la *Task force on Climate-related Financial Disclosure* ;
- la mise à jour des politiques RSE, environnementales et sociétales ;
- le bilan et les nouvelles orientations du fonds à impact Rassembleurs d'énergies ;
- la revue de la section RSE du projet de Document d'enregistrement universel ;
- l'examen, avant communication à l'ensemble des Administrateurs, d'un *reporting* RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités internes et externes, des éventuelles controverses et comprenant un focus spécifique sur le climat, l'eau et la biodiversité.

Responsabilité sociale d'employeur :

- le suivi du risque prioritaire "transformation RH" ;
- la politique et les index d'égalité professionnelle et salariale ;
- le bilan annuel santé et sécurité ;
- le plan d'actions santé et sécurité 2021-2025 ;
- la revue de chaque accident mortel.

4.1.2.5 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2020 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG) avec l'assistance d'un consultant externe.

Le questionnaire utilisé, validé par le CNRG, comprenait à la fois des questions fermées, permettant un suivi statistique des réponses reçues, et des questions ouvertes, permettant aux Administrateurs de préciser leurs réponses et d'émettre des observations et des propositions d'évolution.

Les questions ont porté principalement sur le fonctionnement opérationnel du Conseil et de ses Comités, les grandes décisions prises en 2020, l'élaboration et la mise en œuvre de la stratégie et les priorités du Conseil pour 2021.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du CNRG, a été faite à ce Comité le 4 février 2021 et au Conseil d'Administration le 25 février 2021.

Il ressort notamment de l'évaluation que le fonctionnement du Conseil s'est amélioré en 2020, année pendant laquelle le Conseil a su prendre des décisions complexes dans un climat serein et respectueux des positions de chacun. Les Administrateurs se sont montrés soudés autour des intérêts du Groupe. L'impulsion donnée par le Président aux travaux du Conseil a été appréciée de manière très positive, tout comme l'amélioration des informations permettant d'éclairer les choix stratégiques.

Les Administrateurs ont relevé que la tenue à distance des réunions du Conseil et des comités en raison de la crise sanitaire de la Covid-19 constitue un frein à la convivialité de ces réunions et aux échanges informels.

Outre le souci du respect de la confidentialité des travaux du Conseil, figurent les points d'attention suivants pour 2021 : la poursuite avec la nouvelle Directrice Générale de la dynamique positive qui s'est développée avec la direction générale intérimaire, la mise en œuvre du projet d'évolution des activités de services multi-techniques et la poursuite de l'approfondissement des éléments de création de valeur financière et extra-financière. Les Administrateurs souhaitent la reprise des visites de sites et de nouvelles séances d'information thématiques.

Le Conseil d'Administration et les comités ont pris acte des recommandations issues de ce travail d'évaluation et leur donneront les suites nécessaires.

Le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2020 est publié à la section 4.1.2.6 ci-après.

4.1.2.6 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2020

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Jean-Pierre Clamadieu	100%		100%		
Isabelle Kocher [(1)]	100%				
Fabrice Brégier	100%			100%	
Isabelle Bui	100%	100%	88%	100%	
Françoise Malrieu	100%	100%		100%	100%
Ross McInnes	100%	100%	100%		100%
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Peter Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	100%		100%		
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	94%				100%
Christophe Agogué	100%				100%
Alain Beullier	94%			100%	
Philippe Lepage	94%		88%		
Christophe Aubert	100%	100%			
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**98%**	**100%**	**96%**	**100%**	**100%**

(1) Démissionnaire au 24 février 2020

4.2 Dialogue actionnarial

4.2.1 Dialogue du Président

Le président a maintenu un dialogue régulier avec les actionnaires individuels du Groupe.

À l'occasion de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020 tenue à huis clos, dans le contexte de la crise sanitaire, une plateforme dédiée a été mise en ligne sur le site internet de la Société pour permettre aux actionnaires de poser des questions sans que celles-ci n'entrent dans le cadre juridique des questions écrites. En préparation de l'assemblée, le Président a également participé à des réunions avec les membres du Comité Consultatif des Actionnaires d'ENGIE, les principales associations d'actionnaires individuels et les représentants des actionnaires salariés. L'Assemblée Générale a été diffusée en direct et dans son intégralité sur le site internet du Groupe et est restée accessible en différé.

Au deuxième semestre, le Président a participé à deux réunions d'actionnaires digitales le 13 octobre et le 23 novembre. Une "lettre" papier récapitulant les faits marquants 2020 du Groupe a également été adressée à 50 000 actionnaires début janvier 2021.

Au cours de l'année 2020, le Président a en outre dialogué avec les principaux investisseurs institutionnels et agences de conseils en vote, notamment dans le cadre des *roadshows* gouvernance menés en mars 2020 où il a pu échanger en matière de raison d'être, de stratégie, de gouvernance, de rémunérations et de RSE.

Ce dialogue sera poursuivi en 2021.

4.2.2 Assemblée Générale du 20 mai 2021 – Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 25 février 2021, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 20 mai 2021.

Le Conseil d'Administration a décidé de proposer à l'Assemblée Générale du 20 mai 2021 la nomination comme Administrateur de Catherine MacGregor, nommée Directrice Générale d'ENGIE le 2 octobre 2020 avec effet au 1er janvier 2021.

Catherine MacGregor [(1)] serait nommée pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2025 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le mandat de Christophe Aubert arrivera à expiration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale. Les Conseils de Surveillance des FPCE Link France et Link International ont désigné Jacinthe Delage et Steven Lambert comme candidats aux fonctions d'Administrateur. Le candidat qui recueillera le plus grand nombre de voix sera nommé Administrateur représentant les salariés actionnaires pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2025 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(1) Catherine MacGregor a acquis le 1er mars 2021, sur Euronext Paris, 15 000 actions ENGIE

À l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions, le Conseil d'Administration sera composé de 14 membres. La proportion d'Administrateurs indépendants sera de 60% (1) et de femmes de 46% (2).

Dans le contexte d'épidémie de la Covid-19 et conformément aux dispositions adoptées par le gouvernement pour freiner sa propagation, en particulier l'ordonnance n° 2020-321 du 25 mars 2020 et le décret n° 2020-418 du 10 avril 2020 tels qu'ils ont été prorogés par le décret n° 2021-255 du 9 mars 2021, le Conseil d'Administration a décidé, à titre exceptionnel, de tenir l'Assemblée Générale Mixte du 20 mai 2021 à huis clos, à l'Espace Grande Arche à La Défense.

Dans ce cadre, 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-mai-2021).

Les actionnaires sont invités à consulter régulièrement cette page du site qui précisera les modalités de participation.

4.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée depuis le 1er janvier 2021 par Catherine MacGregor.

Le 24 février 2020, à la suite de la cessation des fonctions de Directrice Générale d'Isabelle Kocher, le Conseil avait décidé de nommer Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale par intérim, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur Général des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu la mission d'apporter son appui à la Direction Générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase qui a pris fin le 31 décembre 2020.

Le Directeur Général, investi 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 pouvoirs et fonctions respectifs du Président du Conseil et du Directeur Général sont déterminés par le Conseil d'Administration et par le Règlement Intérieur (voir Section 4.1.2.1 "Présidence et organisation").

L'élaboration de la stratégie d'ENGIE et le suivi opérationnel de sa mise en œuvre 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 du Directeur Général. 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, le Comex est composé des 11 membres suivants :

- **Catherine MacGregor,** Directrice Générale ;
- **Paulo Almirante,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Renouvelables, également responsable des activités de gestion globale de l'énergie et de production nucléaire ;
- **Sébastien Arbola,** Directeur Général Adjoint en charge des activités de Production Thermique et de Fourniture d'Énergie ;
- **Jean-Sébastien Blanc,** Directeur Général Adjoint en charge des Ressources Humaines ;
- **Frank Demaille,** Directeur Général Adjoint en charge de la Transformation et des Géographies ;
- **Judith Hartmann,** Directrice Générale Adjointe en charge des Finances, de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise et des Achats ;
- **Yves Le Gélard,** Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information ;
- **Cécile Prévieu,** Directrice Générale Adjointe en charge des activités Solutions clients ;
- **Édouard Sauvage,** Directeur Général Adjoint en charge des activités Infrastructures ;
- **Jérôme Stubler,** Directeur Général Adjoint, chargé de mission auprès de la Directrice Générale, en charge du projet d'organisation des activités de services multi-techniques ;
- **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 ENGIE 50, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les CEO des BU, les Directeurs des *Global Business Units* et les responsables des principales directions fonctionnelles.

Il est présidé par la Directrice Générale. Le Comité de Direction Opérationnel met en œuvre les décisions stratégiques d'ENGIE ; il est également en charge de porter la transformation du Groupe au plus près des territoires.

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 SA, au regard de l'organisation du Groupe, de sa structure intégrée et de son positionnement dans plus de 62 pays pour un total de 172 703 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Le Groupe compte environ 500 cadres dirigeants répartis sur l'ensemble des territoires sur lesquels il est présent et dont la fonction consiste à délivrer la stratégie du Groupe. ENGIE considère dès lors que le périmètre pertinent à retenir pour les 10% de postes à plus forte responsabilité est celui du ENGIE 50.

(1) Pourcentage calculé conformément au Code Afep-Medef qui prévoit que les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ne sont pas pris en compte pour le calcul de la proportion d'Administrateurs indépendants

(2) Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration à l'issue de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale, ne sont pas pris en compte

Le Comex compte 11 membres, dont quatre femmes (36,4%) et quatre 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.

Le ENGIE 50 est composé de 47 membres, dont 13 femmes (27,6%). Il réunit huit nationalités. Sept membres du ENGIE 50 étaient à l'extérieur du Groupe dans leur poste précédent.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité : ainsi, depuis le 1er janvier 2020, deux femmes ont rejoint le ENGIE 50 (hors Comex) sur cinq nominations, soit 40% de femmes nommées. En 2019, sur 20 nominations, sept femmes avaient été nommées, soit 35%.

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 le ENGIE 50. 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 600 personnes, dont 35% de femmes.

Ces actions ont pour objectif de permettre de faire évoluer les parcours de carrière et l'évolution de talents aux profils divers pour disposer à terme d'organes de gouvernance incarnant pleinement la politique de diversité du Groupe.

4.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.4.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (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.

La politique de rémunération est revue annuellement par le CNRG et s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le CNRG veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec l'intérêt social et les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC 40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Conformément à l'article 9.6 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.

Les politiques de rémunération applicables pour le Président du Conseil et pour le Directeur Général à compter de 2021 sont mentionnées à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2020

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, a perçu une rémunération de 450 000 euros.

La rémunération annuelle fixe d'Isabelle Kocher, Directrice Générale, s'est élevée à 1 000 000 euros, soit 166 667 euros prorata temporis du 1er janvier au 24 février 2020, auquel s'ajoute un avantage en nature annuel de 6 012 euros, soit 1 002 euros prorata temporis.

La rémunération annuelle fixe de Claire Waysand s'est élevée à 550 000 euros, soit 458 333 euros prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020, auquel s'ajoute un avantage en nature annuel de 6 236 euros, soit 5 139 euros prorata temporis.

Rémunération fixe au titre de 2021

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2019

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Isabelle Kocher, lors de sa séance du 24 février 2020, le Conseil d'Administration, sur proposition du CNRG, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 97,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 103,4% ; ROCE (1/6) : 100,3% ; Free cash flow (1/6) : 107,2% ; Dette nette (1/6) : 67,4%),
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 90%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 94,5%. Le montant de la part variable au titre de 2019 s'élève ainsi à 661 500 euros. Elle a été versée à Isabelle Kocher suite au vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Rémunération variable au titre de 2020

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

S'agissant d'Isabelle Kocher, Directrice Générale du 1er janvier au 24 février 2020, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a décidé de fixer le montant de la part variable annuelle de l'exercice 2020 au prorata temporis du montant de la part variable annuelle attribuée à la Directrice Générale au titre de l'exercice 2019, soit un montant de 110 250 euros bruts. Ce montant ne sera versé que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.

Quant à Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a, sur proposition du CNRG, arrêté une rémunération spécifique au titre de son mandat de Directeur Général par intérim, dans la limite de 400 000 €, soumise à deux conditions de performance : l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période. Sur proposition du CNRG, le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a décidé d'arrêter à son plafond de 400 000 EUR cette rémunération spécifique au vu de la qualité de la gestion pendant la période de transition, notamment sous l'angle des critères précités.

Par ailleurs, au titre du contrat de travail de Claire Waysand, la rémunération variable annuelle correspond à un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance.

Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié, ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/Compliance).

La part qualitative a été soumise aux critères de performance suivants :

- gestion de la crise COVID et préparation de la sortie de crise (60%) :
  - santé/sécurité des salariés,
  - continuité des services essentiels et rapidité de la reprise de toutes les activités,
  - sécurisation de la liquidité et mitigation des impacts financiers ;
- progrès dans la simplification du Groupe et la sélectivité des activités et des géographies (20%) ;
- qualité des relations entre Conseil et Management et engagement du Comex et des équipes (20%).

Lors de sa séance du 25 février 2021, le Conseil d'Administration a, sur proposition du CNRG :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 37,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 0% ; ROC (1/4) : 0% ; Dette nette économique (1/4) : 150%) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 132%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (65%) et qualitatifs (35%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 70,58%.

Le montant de la part variable au titre de 2020 à verser à Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élève ainsi à 388 190 euros pour la totalité de l'exercice 2020, soit 323 491 prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020.

Ces montants ne seront versés que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.

Rémunération variable au titre de 2021

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, 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 26 février 2020 a décidé que cette part ne pourra, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du Directeur Général.

Le CNRG a proposé au Conseil d'Administration un plan d'incitation à long terme sous la forme d'Unités de Performance (UP).

Unités de Performance au titre de 2019

Jean-Pierre Clamadieu ne s'est vu attribuer aucune UP au titre de 2019 conformément à la politique de rémunération qui prévoit que la rémunération du Président du Conseil ne comprend pas de rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Sur recommandation du CNRG, le Conseil d'Administration du 27 février 2019 avait décidé d'attribuer 120 000 UP à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2019. Toutefois, suite au départ d'Isabelle Kocher du groupe ENGIE, la condition de présence assortissant ces UP n'est pas satisfaite de sorte qu'elles sont devenues caduques.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2020

Compte tenu de la cessation de ses fonctions de Directeur Général le 24 février 2020, aucune UP n'a été attribuée à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2020.

Claire Waysand ne s'est pas vu attribuer d'UP au titre de l'exercice 2020.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2021

Il est renvoyé à la Section 4.4.1.10.3.

4.4.1.4 Régime de retraite

Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire au titre de ses fonctions de Président du Conseil d'Administration.

En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a bénéficié, au titre des exercices 2019 et 2020 (1), 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 nouveau dispositif.

(1) Pour les années antérieures à 2019, il est renvoyé à la section 4.4.1.4 du Document d'enregistrement universel 2019

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 dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre la part variable liée aux résultats du Groupe. Cet abondement est soumis aux cotisations sociales déplafonnées selon les règles en vigueur. Au titre de l'exercice 2019, l'abondement s'est élevé à 415 375. Au titre de la période du 1er janvier au 24 février 2020, l'abondement s'élève à 69 229 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.

Claire Waysand n'a pas bénéficié de régime de retraite supplémentaire au titre de son mandat de directeur général par intérim. Elle bénéficie, exclusivement au titre de son contrat de travail, des régimes collectifs en place pour l'ensemble des salariés d'ENGIE Management Company, notamment les régimes de retraite supplémentaire (dits articles 82 et 83) et les couvertures d'assurance complémentaire santé et de prévoyance.

4.4.1.5 Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence

	Contrat de travail	Régime de retraite supplémentaire	Indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la cessation ou du changement de fonctions	Indemnités relatives à une clause de non-concurrence
Jean-Pierre Clamadieu *Président*	Non	Non	Non	Non
Isabelle Kocher *Directrice Générale* (jusqu'au 24 février 2020)	Oui (suspendu)	voir 4.4.1.4	cf. ci-dessous	cf. ci-dessous
Claire Waysand *Directrice Générale par intérim* (du 24 février au 31 décembre 2020)	Oui cf. ci-dessous	voir 4.4.1.4	cf. ci-dessous	cf. ci-dessous

Dans le contexte de la cessation des fonctions d'Isabelle Kocher, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 24 février 2020, autorisé la conclusion d'un protocole d'accord transactionnel qui a été approuvé par l'Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE du 14 mai 2020 au titre des conventions réglementées.

Ce protocole prévoit une indemnité transactionnelle d'un montant de 672 736 euros bruts aux fins de régler à l'amiable et de manière définitive les modalités de cessation des fonctions de Directeur Général.

Il a par ailleurs été convenu de mettre fin au contrat de travail dont Isabelle Kocher, qui a rejoint le Groupe ENGIE en 2002, disposait avec la société ENGIE Management Company, qui avait été suspendu depuis le 1er janvier 2015 jusqu'à la date de cessation de ses fonctions de Directrice Générale. Isabelle Kocher a bénéficié à ce titre d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales de la société ENGIE Management Company, qui s'élèveront à 3/5èmes de mois de salaire par année d'ancienneté (plafonnées à 18 mois de salaire), soit un montant de 1 149 204 euros bruts, ainsi que de l'indemnité de préavis s'élevant à 3 mois de rémunération, soit 250 000 euros bruts.

En outre, compte tenu de la nature de ses fonctions exercées au sein d'ENGIE, ainsi que du marché dans lequel s'inscrivent les activités du Groupe, il est apparu important de préserver les intérêts légitimes du Groupe en soumettant Isabelle Kocher à un engagement de non-concurrence, ce qu'elle a accepté dans le cadre du protocole d'accord. En contrepartie de cet engagement de non-concurrence, d'une durée de 18 mois, Isabelle Kocher percevrait une indemnité compensatrice d'un montant total de 1 231 320 euros bruts. Cette indemnité, rapportée à la durée de l'engagement de non-concurrence, correspond à 50% de la moyenne de ses rémunérations mensuelles brutes fixes et variables (variable annuel) – perçues au cours des 12 derniers mois précédant la date de cessation effective de ses fonctions de Directrice Générale.

Conformément aux termes de ce protocole d'accord transactionnel, ENGIE a versé en 2020 à Isabelle Kocher 672 736 euros bruts au titre de l'indemnité transactionnelle, auxquels s'ajoutent 820 880 euros bruts qui correspondent au prorata du temps passé de l'indemnité de non-concurrence. Le montant total de 1 399 204 euros bruts au titre des indemnités, légales et/ou conventionnelles liées à la rupture de son contrat de travail lui a également été versé au cours de l'année 2020.

Suite au départ de l'ancienne Directrice Générale, et pour assurer la transition, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a nommé avec effet immédiat Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale par intérim, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, la mission d'apporter son appui à la direction générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase.

Compte tenu du caractère intérimaire de la fonction de Directeur Général exercée par Claire Waysand, le Conseil d'administration a décidé lors de sa séance du 26 février 2020, sur recommandation du CNRG, que Claire Waysand conserverait le bénéfice de son contrat de travail avec la société ENGIE Management Company correspondant à ses fonctions de Secrétaire Générale du groupe ENGIE, qu'elle a continué à assumer par ailleurs.

Le contrat de travail de Claire Waysand ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulières. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5ème de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par "mois de salaire", il faut entendre un douzième de la rémunération annuelle fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée.

4.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2020		2019	
En euros	Montants dus au titre de 2020	Montants versés en 2020	Montants dus au titre de 2019	Montants versés en 2019
Jean-Pierre Clamadieu *Président*				
Rémunération fixe	450 000	450 000	433 064	433 064
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	0	0	0	0
TOTAL	**450 000**	**450 000**	**433 064**	**433 064**

	2020		2019	
En euros	Montants dus au titre de 2020 (prorata temporis)	Montants versés en 2020 (prorata temporis)	Montants dus au titre de 2019	Montants versés en 2019
Isabelle Kocher *Directrice Générale (jusqu'au 24 février 2020)*				
Rémunération fixe	166 667	166 667	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	110 250	661 500	661 500	641 760
Abondement dédié à la retraite	69 229	415 375	415 375	410 440
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Rémunération d'administrateur	0	0	0	0
Avantages en nature	1 002	1 002	6 012	6 012
TOTAL	**347 148**	**1 244 544**	**2 082 887**	**2 058 212**

	2020		2019	
En euros	Montants dus au titre de 2020 (prorata temporis)	Montants versés en 2020 (prorata temporis)	Montants dus au titre de 2019	Montants versés en 2019
Claire Waysand *Directrice Générale (par intérim du 24 février au 31 décembre 2020)*				
Rémunération fixe	458 333	458 333	Non applicable	Non applicable
Rémunération variable	723 491	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Abondement dédié à la retraite	Non applicable	Non applicable	Non applicable	Non applicable
Rémunération exceptionnelle	0	0	Non applicable	Non applicable
Rémunération d'administrateur	0	0	Non applicable	Non applicable
Avantages en nature	5 139	5 139	Non applicable	Non applicable
TOTAL	**1 186 963**	**463 472**		

4.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

En euros	2020	2019
Jean-Pierre Clamadieu *Président*		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	450 000	433 064
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	**450 000**	**450 000**

En euros	2020	2019
Isabelle Kocher *Directrice Générale (jusqu'au 24 février 2020)*		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	347 148	2 082 887
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	940 800 (devenues caduques cf. infra)
TOTAL	**347 148**	**3 023 687**

En euros	2020	2019
Claire Waysand *Directrice Générale (par intérim du 24 février au 31 décembre 2020)*		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	1 186 963	Non applicable
Valorisation des Options attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de l'exercice	566 400	Non applicable
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de l'exercice	0	Non applicable
TOTAL	**1 753 363**	

La valorisation des Unités de Performance (UP), réalisée sur base d'un modèle fourni par un cabinet externe spécialisé, est fondée sur une approche commune à toutes ses entreprises clientes afin d'obtenir des valorisations comparables. Elle utilise les paramètres et hypothèses conformes aux préconisations des normes IFRS, mais prend en compte toutes les éventuelles conditions de performance (externes et internes), et non pas uniquement les conditions de performance dites "de marché" comme dans les normes IFRS 2. Cette valorisation tient compte également du cours de l'action, du taux de dividende annuel attendu, de la volatilité historique de l'action, du taux sans risque, d'une maturité à trois ans et d'une durée d'acquisition de trois ans et de la durée d'exercice qui est de trois ans. Ainsi la valorisation retenue est de 11,15 euros pour l'attribution au titre de 2014, de 9,69 euros pour l'attribution au titre de 2015, de 7,73 euros au titre de 2016, de 6,09 euros au titre de 2017, de 6,58 euros au titre de 2018, de 7,84 euros au titre de 2019 et de 7,34 euros au titre de 2021.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des UP (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

Le Conseil d'Administration a décidé de lever la condition de présence dont étaient assorties les 99 717 UP qui ont été attribuées à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2016 et dont il était prévu qu'elles soient définitivement acquises en mars 2020 à hauteur du taux de réussite des conditions de performance dont elles sont assorties. Le Conseil d'Administration, qui s'est réuni le 26 février 2020, a fixé à 22,39% le taux d'atteinte des critères de performance et en conséquence à 22 326 le nombre d'UP attribuées au titre de 2016 et définitivement acquises. Elles sont exerçables jusqu'en mars 2023. Le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a par ailleurs constaté que la condition de présence attachée aux 360 000 UP qui ont été attribuées à Isabelle Kocher au titre des exercices 2017, 2018 et 2019, non encore acquises, n'est pas satisfaite. En conséquence, ces UP sont devenues caduques. Il est enfin rappelé que les 20 374 UP définitivement acquises par Isabelle Kocher et exerçables depuis le 15 mars 2019 au titre du plan d'attribution au titre de l'exercice 2015, demeurent exerçables jusqu'au 15 mars 2022.

4.4.1.8 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2020 ou attribués au titre du même exercice à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 22-10-34 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 20 mai 2021 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés au cours ou attribués au titre de l'exercice 2020 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, Isabelle Kocher, Directrice Générale du 1er janvier au 24 février 2020 et Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels attribués au titre de l'exercice 2020 ne peuvent être versés qu'après approbation par l'Assemblée Générale des éléments de rémunération du dirigeant mandataire social concerné.

4.4.1.8.1 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2020 ou attribués au titre de l'exercice 2020 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Commentaires
Rémunération fixe	450 000 €	450 000 €	La rémunération annuelle fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 450 000 € pour une année complète.
Rémunération variable annuelle	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle.
Abondement dédié à la retraite	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
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	Néant	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

4.4.1.8.2 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2020 ou attribués au titre de l'exercice 2020 à Isabelle Kocher, Directrice Générale du 1er janvier au 24 février 2020

Dans le contexte de la cessation des fonctions d'Isabelle Kocher, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 24 février 2020, autorisé la conclusion d'un protocole d'accord transactionnel qui a été approuvé par l'Assemblée Générale des actionnaires d'ENGIE du 14 mai 2020 au titre des conventions réglementées.

Ce protocole est décrit à la Section 4.4.1.5 du présent Document d'enregistrement universel à laquelle il est renvoyé.

Sont exclusivement soumis au vote de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021 la rémunération variable annuelle au titre de la période du 1er janvier au 24 février 2020 et l'abondement correspondant dédié à la retraite.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Commentaires
Rémunération fixe	166 667 €	166 667 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher s'élevait à 1 000 000 € pour une année complète, soit un montant de 166 667 euros prorata temporis pour la période du 1er janvier au 24 février 2020.
Rémunération variable annuelle	661 500 €	110 250 €	Comme mentionné dans la politique de rémunération de la Directrice Générale pour la période du 1er janvier au 24 février 2020 approuvée au titre de la 16e résolution par l'Assemblée Générale des actionnaires du 14 mai 2020 et compte tenu de la cessation des fonctions d'Isabelle Kocher le 24 février 2020, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a décidé de fixer le montant de la part variable annuelle de l'exercice 2020 au prorata temporis du montant de la part variable annuelle attribuée au directeur général au titre de l'exercice 2019, soit un montant de 110 250 euros bruts. Ce montant ne sera versé que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.
Abondement dédié à la retraite	415 375 €	69 229 €	Isabelle Kocher bénéficiait d'un système de retraite supplémentaire, 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 nouveau 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 la période considérée. Ce montant ne sera versé que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a pas bénéficié de rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a pas perçu de rémunération au titre de son mandat d'administrateur.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Isabelle Kocher n'a pas bénéficié de rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Néant	Néant	Le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a décidé de lever la condition de présence dont étaient assorties les 99 717 UP (1) qui lui ont été attribuées au titre de l'exercice 2016 et dont il était prévu qu'elles soient définitivement acquises en mars 2020 à hauteur du taux de réussite des conditions de performance dont elles sont assorties. Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 26 février 2020, a fixé à 22,39% le taux d'atteinte des critères de performance et en conséquence à 22 326 le nombre d'UP attribuées au titre de 2016 et définitivement acquises. Elles sont exerçables jusqu'en mars 2023. Il est rappelé pour le surplus que le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a constaté que la condition de présence attachée aux 360 000 UP qui ont été attribuées à Isabelle Kocher au titre des exercices 2017, 2018 et 2019, non encore acquises, n'était pas satisfaite. En conséquence, ces 360 000 UP sont devenues caduques.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Cf. 4.4.1.5	Cf. 4.4.1.5	
Régime de retraite supplémentaire	Cf. supra abondement dédié à la retraite	Cf. supra abondement dédié à la retraite	
Avantages de toute nature	6 012 €	1 002 €	Isabelle Kocher a pour la période considérée bénéficié d'un véhicule de fonction.

(1) Cf. note sur cette valorisation théorique à la Section 4.4.1.7

4.4.1.8.3 Éléments de la rémunération versés au cours de l'exercice 2020 ou attribués au titre de l'exercice 2020 à Claire Waysand, Directrice Générale par intérim du 24 février au 31 décembre 2020

Suite au départ de l'ancienne Directrice Générale, et pour assurer la transition, le Conseil d'Administration du 24 février 2020 a nommé avec effet immédiat Claire Waysand, Secrétaire Générale, en qualité de Directrice Générale par intérim, dans le contexte d'une direction collégiale avec Paulo Almirante, Directeur Général Adjoint et Directeur Général des Opérations et Judith Hartmann, Directrice Générale Adjointe et Directrice Financière. Le Conseil a confié à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration, la mission d'apporter son appui à la Direction Générale de transition pour assurer le bon déroulement de cette phase.

Compte tenu du caractère intérimaire de la fonction de Directeur Général exercée par Claire Waysand, le Conseil d'Administration a décidé lors de sa séance du 26 février 2020, sur recommandation du CNRG, que Claire Waysand conserverait le bénéfice de son contrat de travail avec la société ENGIE Management Company correspondant à ses fonctions de Secrétaire Générale du groupe ENGIE, qu'elle a continué à assumer par ailleurs.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Commentaires
Rémunération fixe	458 333 €	458 333 €	La rémunération fixe annuelle de Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élevait à 550 000 €, soit un montant de 458 333 € prorata temporis pour la période du 24 février au 31 décembre 2020. Il n'y a pas eu de complément de rémunération fixe au titre du mandat de Directeur Général.
Rémunération variable spécifique	Néant	400 000 €	Au titre de son mandat de Directrice Générale par intérim, le Conseil d'Administration du 26 février 2020 a, sur proposition du CNRG, arrêté une rémunération spécifique, dans la limite de 400 000 €, soumise à deux conditions de performance : l'efficacité du fonctionnement de la direction collégiale et sa capacité à assurer le pilotage opérationnel du Groupe pendant cette période. Sur proposition du CNRG, le Conseil d'administration du 17 décembre 2020 a décidé d'arrêter à son plafond de 400 000 € cette rémunération spécifique au vu de la qualité de la gestion pendant la période de transition, notamment sous l'angle des critères précités. Ce montant ne sera versé que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.

Rémunération variable annuelle au titre du contrat de travail	154 000 € (1)	323 491 €	Au titre du contrat de travail de Claire Waysand, la rémunération variable annuelle correspond à un bonus cible de 100% de la rémunération fixe annuelle correspondant à un taux d'atteinte de 100% des objectifs, assortie d'un plafond de maximum 150% en cas de surperformance.
			Ce bonus est soumis à hauteur de 65% à des critères quantitatifs (RNRPG pour moitié, ROC et dette nette économique pour un quart chacun) et de 35% à une évaluation qualitative ; enfin un malus jusqu'à 20% de la cible peut s'appliquer (Santé-Sécurité/ Compliance).
			La part qualitative a été soumise aux critères de performance suivants :
			• gestion de la crise COVID et préparation de la sortie de crise (60%) :
			  • santé/sécurité des salariés,
			  • continuité des services essentiels et rapidité de la reprise de toutes les activités,
			  • sécurisation de la liquidité et mitigation des impacts financiers ;
			• progrès dans la simplification du Groupe et la sélectivité des activités et des géographies (20%) ;
			• qualité des relations entre Conseil et Management et engagement du Comex et des équipes (20%).
			Lors de sa séance du 25 février 2021, le Conseil d'administration a, sur proposition du CNRG :
			• constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 37,5% (décomposé comme suit : RNRPG par action (1/2) : 0% ; ROC (1/4) : 0% ; Dette nette économique (1/4) : 150%) ;
			• établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 132%.

(1) Correspondant à la période du 1er octobre 2019 (date d'entrée de Claire Waysand dans le groupe ENGIE) au 31 décembre 2019

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Commentaires
			Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (65%) et qualitatifs (35%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 70,58%. Le montant de la part variable au titre de 2020 à verser à Claire Waysand au titre de son contrat de travail s'élève ainsi à 388 190 euros pour la totalité de l'exercice 2020, soit 323 491 prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020. Il ne sera versé que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai 2021.
Intéressement et participation	3 492 €	Non connu au 25 février 2021	Le montant de l'intéressement au titre de l'exercice 2020 n'est pas connu au 25 février 2021, date du Conseil d'Administration arrêtant le rapport sur le gouvernement d'entreprise. L'intéressement perçu en 2020 au titre de l'exercice 2019, d'un montant de 3 492 €, a été placé dans le plan d'épargne Groupe, ce qui a donné lieu à un abondement de 800 € conformément à l'accord collectif de ENGIE Management Company.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Néant	Claire Waysand n'a bénéficié d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Rémunération d'Administrateur	Néant	Néant	Claire Waysand n'a pas été administratrice d'ENGIE.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Néant	Claire Waysand 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	566 400 €	Claire Waysand s'est vu attribuer au titre de son contrat de travail, après la cessation de son mandat de Directrice Générale, par le Conseil d'administration du 25 février 2021, sur proposition du CNRG, 60 000 actions de performance au titre de l'exercice 2020. Ces actions de performance sont soumises aux paramètres et conditions prévus par la 29e résolution adoptée par l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018 et dans le rapport du Conseil d'administration correspondant auxquels il est renvoyé. Elles seront définitivement acquises le 15 mars 2024 à hauteur du taux de réussite de trois conditions de performance comptant chacune pour un tiers : deux conditions internes, le RNRpG et ROCE des exercices 2022 et 2023 par rapport au niveau cible fixé dans le budget de ces deux exercices (au pro forma) et une condition externe, le Total Shareholder Return (TSR) (cours de bourse, dividende réinvesti) par rapport à un panel de référence composé de EDF, EDP, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Spie et Uniper. Leur valeur unitaire s'élève à 9,44 € selon la méthode de valorisation retenue pour les comptes consolidés. En qualité de membre du Comex, Claire Waysand sera tenue par une obligation de conservation des actions définitivement acquises d'au moins un an jusqu'au 14 mars 2025. Au-delà du 14 mars 2025, elle devra conserver au moins deux tiers des actions de performance acquises jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'actions ENGIE applicable aux membres du Comex correspondant à une année et demie de rémunération fixe.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Néant	Le contrat de travail de Claire Waysand ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulières. Tout salarié d'ENGIE Management Company bénéficie d'indemnités de rupture de contrat de travail, dans le cadre des dispositions sociales d'ENGIE Management Company. Les indemnités dues en application des dispositions sociales s'élèvent à 3/5e de mois de salaire par année d'ancienneté dans l'entreprise ou le Groupe et sont plafonnées à 18 mois de salaire. Par "mois de salaire", il faut entendre un douzième de la rémunération annuelle fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée.

Éléments de rémunération	Montants versés au cours de l'exercice 2020	Montants attribués au titre de l'exercice 2020	Commentaires
Régimes de retraite supplémentaire			Claire Waysand bénéficie exclusivement au titre de son contrat de travail des régimes collectifs en place pour l'ensemble des salariés de ENGIE Management Company, notamment les régimes de retraite supplémentaire (dits articles 82 et 83) et les couvertures d'assurance complémentaire santé et de prévoyance.
Avantages de toute nature	5 139 €	5 139 €	Claire Waysand a bénéficié d'un véhicule de fonction. L'avantage annuel s'élève à 6 236 €, soit 5 139 € prorata temporis du 24 février au 31 décembre 2020.

4.4.1.9 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 (1)

4.4.1.9.1 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

	Exercice N-5	Exercice N-4	Exercice N-3	Exercice N-2	Exercice N-1
Rémunération de la **Fonction Président :** J.P. Clamadieu à partir du 18/05/2018. Auparavant G. Mestrallet était PDG			350 000	433 064	450 000
Évolution par rapport à l'exercice précédent				24%	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	68 915	72 365	73 875	73 845	76 791
Évolution par rapport à l'exercice précédent				0%	4%
Rémunération médiane des salariés	61 979	64 361	66 175	66 487	72 571
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 (1)					
Rémunération moyenne des salariés	45 102	45 551	46 307	46 476	46 870
Évolution par rapport à l'exercice précédent		1%	2%	0%	1%
Rémunération médiane des salariés					Non disponible
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés			**7,6**	**9,3**	**9,6**
Évolution par rapport à l'exercice précédent				23%	3%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					Non calculable
Évolution par rapport à l'exercice précédent					
Performance de la société (2)					
COI croissance organique	2%	5%	5%	14%	-16%
Évolution par rapport à l'exercice précédent		150%	0%	180%	-214%
ROCE	5,80%	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%
Évolution par rapport à l'exercice précédent		9%	3%	-6%	-11%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL *(Bn€)*	2,78	2,54	2,38	2,46	1,70
Évolution par rapport à l'exercice précédent		-9%	-6%	3%	-31%

(1) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(2) La performance est appréciée sur une base consolidée

(1) Les informations reprises dans la présente section sont établies sur la base des lignes directrices de l'Afep actualisées en février 2021

4.4.1.9.2 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

	Exercice N-5	Exercice N-4	Exercice N-3	Exercice N-2	Exercice N-1
Rémunération de la **Fonction PDG/DG** :					
G. Mestrallet PDG jusqu'au 3 mai 2016 puis I. Kocher du 3 mai 2016 au 24 février 2020, puis C. Waysand par intérim du 24 février 2020 au 31 décembre 2020	2 378 132	2 319 438	2 550 142	2 588 572	1 287 669
Évolution par rapport à l'exercice précédent		-2%	10%	2%	-50%
Informations sur le périmètre de la société cotée – non représentative au sens de l'activité et du nombre de salariés					
Rémunération moyenne des salaries	68 915	72 365	73 875	73 845	76 791
Évolution par rapport à l'exercice précédent		5%	2%	0%	4%
Rémunération médiane des salaries	61 979	64 361	66 175	66 487	72 571
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 (1)					
Rémunération moyenne des salariés	45 102	45 551	46 307	46 476	46 870
Évolution par rapport à l'exercice précédent		1%	2%	0%	1%
Rémunération médiane des salariés					Non disponible
Ratio par rapport à la rémunération moyenne des salariés	52,7	50,9	**55,1**	**55,7**	**27,5**
Évolution par rapport à l'exercice précédent		-3%	8%	1%	-51%
Ratio par rapport à la rémunération médiane des salariés					Non calculable
Évolution par rapport à l'exercice précédent					
Performance de la société (2)					
COI croissance organique	2%	5%	5%	14%	-16%
Évolution par rapport à l'exercice précédent		150%	0%	180%	-214%
ROCE	5,80%	6,30%	6,50%	6,10%	5,45%
Évolution par rapport à l'exercice précédent		9%	3%	-6%	-11%
RN récurrent part du Groupe hors E&P et GNL *(Bn€)*	2,78	2,54	2,38	2,46	1,70
Évolution par rapport à l'exercice précédent		-9%	-6%	3%	-31%

(1) Le ratio jugé pertinent est celui qui prend en considération l'ensemble des salariés en France
(2) La performance est appréciée sur une base consolidée

4.4.1.10 Politique de rémunération des mandataires sociaux

Les politiques de rémunération des mandataires sociaux ci-dessous seront soumises à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 20 mai 2021, conformément à l'article L. 22-10-8 du Code de commerce.

4.4.1.10.1 Politique de rémunération des administrateurs

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.

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, a fait évoluer les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 d'un montant, inchangé depuis 2008, de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle, alliant une part fixe à une part variable prépondérante en fonction de la présence des Administrateurs aux séances du Conseil et à celles des Comités du Conseil, conformément à l'article 21.1 du Code Afep-Medef.

Les règles de répartition appliquées sont présentées ci-après. Elles sont inchangées en 2021 par rapport à 2020. Elles ont été modifiées pour la dernière fois le 29 juillet 2019. Il est rappelé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de rémunération au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	55 000 euros (1), si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	44 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
CSIT	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	27 500 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 euros (1), si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	22 000 euros (1), si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	16 500 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

4.4.1.10.2 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Il a été versé, au titre de l'exercice 2020, 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 versée de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées au titre dudit exercice.

En euros	Exercice 2020 (1)	Exercice 2019 (1)
Ann-Kristin Achleitner	/	37 500 (2)
Edmond Alphandéry	/	47 917 (3)
Fabrice Brégier	91 500 (3)	84 063 (3)
Aldo Cardoso	/	45 833 (2) (4)
Patrice Durand (5)	77 775 (3)	74 552 (3)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (5)	74 970 (3)	68 354 (3)
Barbara Kux	/	35 417 (2)
Françoise Malrieu	150 500 (3)	141 458 (3)
Ross McInnes	150 500 (3)	126 541 (3)
Marie-José Nadeau	166 389 (2)	165 573 (2)
Peter Ricketts of Shortlands	97 672 (2)	91 432 (2)
TOTAL	**809 306**	**918 640**

(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 qui frappe la rémunération des Administrateurs résidant hors de France
(3) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux
(4) En sa qualité de Président du Conseil d'Administration depuis le 15 juin 2018 de la Société Monégasque de l'Électricité et du Gaz (SMEG), filiale détenue à 63,9% par ENGIE, Aldo Cardoso a perçu de la SMEG 38 461,54 euros au titre de l'exercice 2019 due en qualité d'administrateur
(5) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé

L'Administrateur représentant de l'État et les Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

L'Administrateur représentant de l'État, Isabelle Bui n'a perçu, personnellement, aucune rémunération de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de son mandat en 2020.

Les Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à savoir Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Patrice Durand, 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 (cf. tableau ci-dessus).

Il est précisé, compte tenu de ce qui précède, que le solde de la rémunération des administrateurs correspondant à ces mandats (164 983 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires au sein du Conseil d'Administration d'ENGIE n'ont perçu aucune rémunération (rémunération à raison du mandat d'administrateur ou autre) 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, Alain Beullier, Philippe Lepage et Christophe Aubert.

4.4.1.10.3 Politique de rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La politique de rémunération des dirigeants 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 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 réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Conformément à l'article 3.3.1 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 base d'un *benchmark* réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Conformément à l'article 9.6 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.

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.

Politique de rémunération du Président du Conseil au titre de 2021

La rémunération du Président du Conseil d'Administration au titre de 2021 reste inchangée par rapport à 2020. Elle comprend une rémunération fixe annuelle. Elle ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

La rémunération annuelle fixe s'élève à 450 000 euros.

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.

Le Président du Conseil bénéficie d'une couverture prévoyance et d'une couverture frais de santé.

Il peut bénéficier d'un véhicule de fonction.

Politique de rémunération du Directeur Général au titre de 2021

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

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, en ayant notamment égard 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 est revue chaque année. 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.

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%), le ROC (25%), le *free cash flow* (hors GEM) (25%) et la dette nette économique (25%). Les objectifs cibles financiers pour 2021 ont été fixés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il a été arrêté par le Conseil d'Administration du 25 février 2021.

Par rapport à 2020, le critère du *free cash flow* (hors GEM) a été ajouté afin de refléter l'importance de la génération de cash opérationnel qui permet de financer à la fois les investissements de croissance du Groupe et la rémunération de ses actionnaires.

Pour la partie extra-financière, figurent notamment le taux de fréquence des accidents du travail (10%), les émissions de CO_2 liées à la production d'énergie (10%) et la surperformance par rapport à la moyenne du secteur communiquée par chacune des cinq agences de notation suivantes : SAM, Sustainalytics, Vigeo-Eiris, MSCI et CDP Climat (10%). Les autres critères extra-financiers (comptant pour 70% de cette partie), dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, seront rendus publics en 2022.

La part incitative à long terme prend la forme d'Unités de Performance (UP), soumises à des conditions de performance comparables à celles assortissant les plans d'Actions de Performance en faveur de certains salariés et dont ne bénéficient pas les dirigeants mandataires sociaux de la Société. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables. 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 [(1)]. Cette part ne peut, à l'attribution initiale, représenter plus de 50% de la rémunération globale du dirigeant. Conformément à l'article 25.3.3 du Code Afep-Medef, le Directeur Général s'engage formellement à ne pas recourir à des mécanismes de couverture de ces unités de performance.

Au titre de 2021, le Directeur Général bénéficie d'une attribution de 120 000 UP décidée par le Conseil d'Administration du 25 février 2021 sur recommandation du CNRG. Les UP seront définitivement acquises le 15 mars 2024. Le Directeur Général aura ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles. Aussi longtemps qu'il ne détiendra pas au moins l'équivalent de deux années de rémunération fixe en actions ENGIE, le Directeur Général consacrera deux tiers du produit de l'exercice des UP, net d'impôt et de prélèvements sociaux, à l'acquisition d'actions de la Société.

L'acquisition en 2024 de ces UP dépendra de la réalisation de conditions de performance financières et extra-financières quantifiables paramétrées de façon à mesurer la performance du Directeur Général dès son arrivée à la direction du Groupe le 1er janvier 2021. Le taux de réussite global sera la moyenne arithmétique des taux de réussite individuels après application des pondérations respectives.

Les conditions de performance financières sont relatives à la croissance du résultat net récurrent part du Groupe (RNRPG) sur deux ans par rapport à un panel de référence, ci-après le "Panel" (comptant pour 25% du total des conditions de performance), à l'évolution du "Total Shareholder Return" (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) sur trois ans par rapport à ce même Panel (comptant pour 25%), ainsi qu'au retour sur capitaux employés (ROCE) (comptant pour 30%).

Le Panel retenu pour l'appréciation relative de la croissance du RNRPG et du TSR est composé des sociétés EDP, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Snam et RWE, chacune de ces sociétés recevant une pondération identique. Par rapport au précédent panel, EDF, E.ON, Spie et Uniper ont été retirées et Snam a été ajoutée afin de mieux refléter l'évolution du profil du Groupe.

Pour l'appréciation de la condition de performance relative à la croissance du RNRPG, la croissance sera calculée comme le ratio du RNRPG des douze mois précédant le 30 juin 2023 ("S2 2022 et S1 2023") par le RNRPG des douze mois précédant le 30 juin 2021 ("S2 2020 et S1 2021").

Pour l'appréciation de la condition de performance relative au TSR sur trois ans (performance boursière, dividende réinvesti), afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) sera calculé en prenant les moyennes des TSR trois ans pour ENGIE et pour les sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des Unités de Performance.

Enfin, le taux de réussite du ROCE sera déterminé sur la base des résultats de l'exercice 2023 par rapport aux objectifs cibles figurant dans le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT) tel qu'arrêté par le Conseil d'Administration (au pro forma) au premier semestre 2021.

Par rapport aux précédents plans d'UP qui étaient soumis à des conditions de performance exclusivement financières, des conditions de performance extra-financières ont été introduites pour refléter la raison d'être statutaire adoptée par l'Assemblée Générale des Actionnaires du 14 mai 2020 et la stratégie RSE de la Société.

Ainsi, les UP seront soumises à des conditions de performance extra-financières exclusivement quantifiables (comptant ensemble pour 20% du total des conditions de performance) choisies en cohérence avec la raison d'être statutaire de la Société, à savoir les objectifs en matière d'émissions de gaz à effet de serre de la production d'énergie (10%), d'augmentation de la part des capacités renouvelables (5%) et d'augmentation de la proportion de femmes dans le management (5%). Les objectifs cibles seront ceux à fin 2023 prévus dans la trajectoire établie aux fins d'atteindre les objectifs cibles à horizon 2030.

Les pentes de la condition de performance relative à la croissance du RNRPG sont les suivantes : pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à zéro. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 80%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire.

Les pentes des conditions de performance extra-financières et de celle relative au ROCE sont les suivantes : pour un résultat inférieur à 75% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à zéro. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. La progression entre ces bornes est linéaire.

Les pentes de la condition de performance relative au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) seront les suivantes : pour un résultat inférieur à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à zéro. Pour un résultat égal à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 50%. Pour un résultat égal ou supérieur à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 120%. Pour un résultat supérieur à 100% et inférieur ou égal à 120% de l'objectif, le taux de réussite sera progressif et linéaire entre 50% et 120%.

Le taux de réussite global pour les UP sera plafonné à 100%.

Sous réserve des exceptions également applicables aux actions de performance (décès, retraite, invalidité), en cas de départ du Groupe du dirigeant mandataire social pendant la période d'acquisition des UP, les UP deviennent caduques sauf décision contraire et motivée du Conseil d'Administration.

La détermination des critères de performance susvisés 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 particulières sortant de l'ordinaire ou d'origine extérieure à la Société (telles 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

(1) À noter que Catherine MacGregor, Directrice Générale depuis le 1er janvier 2021, a acquis le 1er mars 2021 sur Euronext Paris 15 000 actions ENGIE au prix unitaire de 12,305 euros, représentant un investissement total personnel de 184 575 euros en actions ENGIE

concurrentiel), le Conseil d'Administration pourra, de manière exceptionnelle, ajuster, à la hausse ou à la baisse, les résultats sur un ou plusieurs des critères de performance assortissant la part variable annuelle et/ou la part incitative à long terme de façon à s'assurer que les résultats de l'application de ces critères reflètent bien tant la performance du Directeur Général que celle du Groupe. Cet ajustement serait effectué par le Conseil d'Administration sur proposition du CNRG et après que le Conseil d'Administration s'est 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 du dirigeant mandataire social. La justification et l'explication des ajustements qui seraient effectués feront l'objet d'une communication de la Société. En aucun cas ces ajustements ne pourraient conduire à une part variable annuelle excédant 140% de la rémunération fixe ou à un taux de livraison des UP supérieur à 100%.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels au titre de 2021 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2022.

Enfin, 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) applicable à l'ensemble des cadres dirigeants du Groupe.

Par ailleurs, 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.

Le Directeur Général, s'il est administrateur, ne perçoit pas de rémunération au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

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 douze 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 sur la moyenne des rémunérations variables annuelles payées au titre des deux années qui précèdent l'année du départ.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.4.2 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 2020 au titre de 2019 et payées en 2019 au titre de 2018.

La part variable versée en 2021 au titre de l'exercice 2020 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG, ROC, dette nette économique) et pour 35% sur des critères qualitatifs.

Tableau de synthèse des rémunérations brutes, avantages en nature inclus, des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

En euros	2020	2019
Fixe	5 635 333	6 162 118
Variable	7 765 000	6 338 384
TOTAL	**13 400 333**	**12 500 503**
Nombre de membres	13	14

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année considérée

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".

4.4.3 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance (1)

4.4.3.1 Disponibilité des Actions de Performance

Les actuels articles L. 225-197-1 et L. 22-10-59 du Code de commerce imposent des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux à l'occasion des plans d'attribution.

Conformément à ces dispositions légales, un dispositif a été mis en place prévoyant l'obligation de conserver sous forme d'actions au nominatif un certain pourcentage déterminé par le Conseil d'Administration des Actions de Performance acquises. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du CNRG, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à 2 années de rémunération fixe pour le Directeur Général et à 1,5 année pour les autres membres du Comité Exécutif. Cet objectif est fixé en nombre d'actions pour chaque intéressé, ce nombre étant calculé sur la base de la rémunération fixe annuelle en vigueur au 1er janvier de l'exercice considéré et sur la moyenne des cours de bourse de l'exercice qui précède ;
- jusqu'à l'atteinte de l'objectif : conservation de 2/3 des Actions de Performance acquises et, pour le Directeur Général, réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux.

4.4.3.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2020

- **Autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018**

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 18 mai 2018 a décidé, dans sa 29e résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux 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 (1). 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 2019 (Conseil du 26 février 2020)**

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 26 février 2020, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs dans l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatifs à la rémunération des professionnels des marchés financiers et avec l'arrêté du 13 décembre 2010. Les principales caractéristiques de ce plan, ainsi que des autres plans attribués au titre de 2018, figurent en pages 165 et suivantes du Document d'enregistrement universel 2019 déposé auprès de l'AMF le 18 mars 2020.

- **Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2020 (Conseils du 17 décembre 2020 et du 25 février 2021)**

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 17 décembre 2020 complétée par la séance du 25 février 2021, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre des plans d'attribution d'actions gratuites, dites Actions de Performance, en faveur de certains membres du personnel d'ENGIE et de ses filiales (hors dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE). Dans le contexte de la transformation du Groupe, le Conseil d'Administration a décidé de maintenir le nombre de bénéficiaires, souhaitant ainsi mobiliser les acteurs clés du Groupe autour de la réussite de cette transformation. Il s'agit d'un plan d'actions existantes sans effet dilutif pour les actionnaires. Les principales caractéristiques de ce plan, portant sur 5 072 390 titres en faveur de 7 040 personnes, sont les suivantes :

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE

Période d'acquisition	Du 17/12/2020 (1) au 14/03/2024 (2025 pour les principaux dirigeants hors France)
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2024 (2025 pour les principaux dirigeants hors France)
Date d'acquisition définitive	15/03/2024 (2025 pour les principaux dirigeants hors France)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France, pour qui la période de conservation court du 15/03/2024 au 14/03/2025), pas de conservation si acquisition en 2025
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2024, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2025
Conditions de performance	À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une triple condition pour tous : a) Pour 1/3 sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2022 et 2023 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) ; et b) Pour 1/3 sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) pour les exercices 2022 et 2023 par rapport au budget de ROCE de ces mêmes exercices (au pro forma) ; et c) Pour 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui d'un panel de sociétés composé d'EDF, E.ON, Enel, EDP, Naturgy, Iberdrola, Spie, Uniper et RWE (2) sur la période décembre 2023-janvier 2024 par rapport à novembre-décembre 2020 (3). Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des trois critères : • Performance ENGIE ≤ 75% du niveau cible : taux de réussite de 0% ; • Performance ENGIE ≥ 100% du niveau cible : taux de réussite de 100% ; • Progression proportionnelle et linéaire pour tout résultat intermédiaire. La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des actions qui sera définitivement acquise. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions de performance attribuées aux dirigeants du Groupe et au-delà de la première tranche de 150 actions de tout autre bénéficiaire.

(1) 25/02/2021 pour le plan d'attributions complémentaires
(2) La cotation de la société Innogy ayant été suspendue en juin 2020 à la suite d'un rachat par RWE, la condition externe est constituée du TSR du titre ENGIE, entre novembre 2020 et janvier 2024, par rapport à celui d'un panel de référence composé de EDF, EDP, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola, Naturgy, Spie et Uniper, chacune des sociétés composant le panel de référence recevant une pondération identique
(3) Afin de lisser des effets éventuels de volatilité (aubaine ou perte), le TSR sera calculé en prenant les moyennes des TSR d'ENGIE et des sociétés du panel sur une durée de deux mois, soit décembre 2023-janvier 2024 par rapport à novembre-décembre 2020

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 25 février 2021 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 18 mai 2018, de mettre en œuvre un plan d'attribution d'Actions de Performance en faveur de certains collaborateurs de l'activité *Trading*, en conformité avec l'arrêté du 3 novembre 2009, avec les Directives européennes CRDIII et CRDIV, relatifs à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 101 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 301 735 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 25/02/2021 au 14/03/2023 pour environ la moitié des titres Du 25/02/2021 au 14/03/2024 pour les titres restants
Condition de présence *(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2023 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2024 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2023 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2024 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2023 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2024 pour les titres restants
Conditions de performance	Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2022 pour environ la moitié des titres Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité *Trading* pour l'exercice 2023 pour les titres restants

4.4.4 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.4.4.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2020 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.4.4.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2020

Néant

4.4.4.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2015	2016		2017	
Au titre de l'année :	**Plan 2015**	**Plan 2016**	**Plan Traders 2016**	**Plan 2017**	**Plan Traders 2017**
Date de l'AG d'autorisation	28/04/2015	03/05/2016	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017
Date du CA de décision	16/12/2015	14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	07/03/2018
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	9,8	8,44	9,89	11,64	10,79
Début de la période d'acquisition (2)	16/12/2015	14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	01/03/2018
Fin de la période acquisition	14/03/2019 (4)	14/03/2020 (6)	14/03/2019 (3) 14/03/2020 (3)	14/03/2021 (11)	14/03/2020 (3) 14/03/2021 (3)
Début de la période de conservation	15/03/2019 (4)	néant (7)	néant	néant (12)	néant
Fin de la période de conservation	15/03/2021 (4)	néant (8)	néant	néant (13)	néant
Conditions associées	(5)	(9)	(10)	(14)	(15)
Droits en acquisition au 31/12/2019	434 034	4 936 410	62 712	5 026 935	125 041
Actions acquises du 01/01/2020 au 31/12/2020	401 675	3 075 553	62 712	3 650	60 026
Droits annulés du 01/01/2020 au 31/12/2020	32 359	1 740 850	-	137 785	5 024
Solde des droits au 31/12/2020	-	120 007	-	4 885 500	59 991

(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) Pour la moitié des titres
(4) Pour la France et la Belgique, avec conservation du 15/03/2019 au 14/03/2021 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2021 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2020 sans période de conservation
(5) À l'exception des bénéficiaires dans le cadre des programmes d'innovation et similaire, une double condition pour tous : 50% sur RNRPG des exercices 2017 et 2018, et 50% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) des sociétés de l'indice Eurostoxx Utilities (Eurozone)
(6) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(7) Pour tous les bénéficiaires, à l'exception des principaux dirigeants en dehors de la France et de la Belgique pour qui la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation
(8) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique
(9) 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 2018 et 2019, 1/3 sur le ROCE des exercices 2018 et 2019, et 1/3 sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Enel, Naturgy (ex Gas Natural), Iberdrola et RWE
(10) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%
(11) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(12) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(13) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(14) 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 2019 et 2020, 1/3 sur le ROCE des exercices 2019 et 2020, et 1/3% sur le TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, E.ON, Uniper, Innogy, Enel, Naturgy (ex-Gas Natural), Iberdrola et RWE, chacune des sociétés recevant une pondération identique, étant précisé que E.ON et Uniper, d'une part, et RWE et Innogy, d'autre part, sont comptabilisées comme une seule société (pour 50% chacune) pour les besoins de la pondération. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(15) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%

	2018		2019		2020	
Au titre de l'année :	**Plan 2018**	**Plan Traders 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	18/05/2018
Date du CA de décision	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020 (14)	25/02/2021
Valeur de l'action *(en euros)* (1)	9,36	11,41	11,59	13,61	9,93	10,9
Début de la période d'acquisition (2)	11/12/2018	27/02/2019	17/12/2019	26/02/2020	17/12/2020	25/02/2021
Fin de la période acquisition	14/03/2022 (4)	14/03/2021 (3) 14/03/2022 (3)	14/03/2023 (9)	14/03/2022 (3) 14/03/2023 (3)	14/03/2024 (15)	14/03/2023 (3) 14/03/2024 (3)
Début de la période de conservation	néant (5)	néant	néant (10)	néant	néant (16)	néant
Fin de la période de conservation	néant (6)	néant	néant (11)	néant	néant (17)	néant
Conditions associées	(7)	(8)	(12)	(13)	(18)	(19)
Droits en acquisition au 31/12/2019	4 903 295	176 493	5 157 215	néant	néant	néant
Actions acquises du 01/01/2020 au 31/12/2020	2 000	-	1 900	néant	néant	néant
Droits annulés du 01/01/2020 au 31/12/2020	9 100	12 379	83 050	6 967	néant	néant
Solde des droits au 31/12/2020	4 810 290	164 114	5 072 265	272 530	5 072 390	néant

(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) Pour la moitié des titres
(4) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique
(5) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(6) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(7) 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 (performance boursière, dividende réinvesti) 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. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%
(9) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants hors de France et en Belgique
(10) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(11) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique
(12) 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 (performance boursière, dividende réinvesti) 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. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2021 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2022 pour 50%
(14) Tel que complété par le Conseil d'Administration du 25/02/2021
(15) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants hors de France
(16) 15/03/2024 pour les principaux dirigeants en France
(17) 15/03/2025 pour les principaux dirigeants en France
(18) 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 (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel composé d'EDF, EDP, ENEL, E.ON, Uniper, RWE, Naturgy, Iberdrola, Spie, chacune des sociétés recevant une pondération identique. Cette condition s'applique à l'intégralité des actions attribuées aux principaux dirigeants du Groupe, elle ne concerne pas la première tranche de 150 actions attribuées aux autres bénéficiaires
(19) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2022 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2023 pour 50%

4.4.4.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2020

Plan	ENGIE 13/02/2006	ENGIE 12/02/2007	ENGIE 16/07/2007 (1)	ENGIE 14/11/2007	ENGIE 01/06/2008 (1)	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 08/07/2009 (1)
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	ROCE 2008	EBITDA 2009	EBITDA 2009	EBITDA 2010	Néant
Date d'acquisition	15/03/2008 (2)	15/03/2009 (2)	16/07/2009 (2)	15/03/2010 (2)	01/06/2010 (2)	15/03/2011 (2)	08/07/2011
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	1 428	2 124	15	1 493	10	786	20
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	15/03/2012	01/06/2012	15/03/2013	08/07/2013

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés
(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence

Plan	ENGIE 10/11/2009	SUEZ 16/12/2010	ENGIE 22/06/2011 (1)	ENGIE 06/12/2011	ENGIE 05/12/2012	ENGIE 11/12/2013	ENGIE 10/12/2014
Conditions	EBITDA 2010	RNR 2010-2014 et évolution cours	Néant	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG	TSR et RNRPG
Date d'acquisition	15/03/2012 (2)	16/12/2014 (2)	24/06/2013	néant	15/03/2016 (3)	15/03/2017 (3)	15/03/2018 (3)
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	17 000	
Actions acquises	770	2 100	10	0	10 625	7 244 (5)	17 500 (4)
Date de cessibilité	15/03/2014	16/12/2016	24/06/2015	néant	15/03/2018	15/03/2019	15/03/2020

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés
(2) 15 000 droits radiés le 14/03/2015, la double condition de performance n'ayant pas été remplie
(3) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence
(4) Au titre de ses activités salariées de Directeur Général Adjoint, en charge des Finances, en 2014
(5) Condition de performance remplie à 42,61%

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des Actions de Performance.

4.4.5 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2020 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
510 000	9,44	ENGIE	17/12/2020

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

4.4.6 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2020

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Jean-Pierre Clamadieu	27 mai 2020	Acquisition	Actions	10 000	10,56	105 584
Paulo Almirante	14 mars 2020	Acquisition	Actions	2 500 (1)	(2)	(2)
	28 mai 2020	Acquisition	Actions	5 000	10,74	53 725
Gwenaelle Avice-Huet	15 mars 2020	Acquisition	Actions	9 334 (1)	(2)	(2)
	27 mai 2020	Acquisition	Actions	500	10,56	5 282,5
Olivier Biancarelli	15 mars 2020	Acquisition	Actions	11 201 (1)	(2)	(2)
Franck Bruel	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
	29 mai 2020	Acquisition	Actions	4 174	10,56	44 098,31
				826	10,56	8 726,69
Ana Busto	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
	29 mai 2020	Souscription	Parts de FCPE	4 580	10,96	50 000 (4)
Pierre Chareyre	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
Pierre Deheunynck	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
Shankar Krishnamoorthy	14 mars 2020	Acquisition	Actions	4 100 (3)	(2)	(2)
	28 mai 2020	Acquisition	Actions	7 500	10,85	81 375
Judith Hartmann	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
	28 mai 2020	Acquisition	Actions	5 000	10,77	53 825
Didier Holleaux	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
	26 mai 2020	Acquisition	Actions	5 000	10,19	50 950
Yves Le Gélard	15 mars 2020	Acquisition	Actions	33 335 (1)	(2)	(2)
Wilfrid Petrie	14 mars 2020	Acquisition	Actions	3 250	10,26	33 345,00
Claire Waysand	29 mai 2020	Acquisition	Actions	5 000	10,83	54 146,50

(1) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2016
(2) Dès lors que les actions performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action ENGIE étant précisé qu'au 16 mars 2020, le cours de bourse de l'action ENGIE s'élevait à 10 euros
(3) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2015
(4) Augmenté d'un abondement de 200 €

4.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

4.5.1 Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales

Conformément aux dispositions législatives 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.

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.

4.5.2 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 2020 figure à la Section 4.7 du présent chapitre.

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 22 des comptes consolidés (Section 6.2).

4.5.3 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.

4.5.4 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 18 mai 2018

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
28e	Autorisation à donner au Conseil d'Administration à l'effet de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur, d'une part, de l'ensemble des salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe ENGIE (à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe ENGIE (Plans Monde)	**38 mois jusqu'au 17/07/2021** Met fin, à compter du 01/09/2018, à hauteur de la partie non encore utilisée (Link 2018 en cours de réalisation), à la délégation donnée par l'AGM du 12/05/2017 (16e résolution)	**0,75%** du capital social, (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 28e et 29e résolutions de l'AGM du 18/05/2018** (1)	Néant	Intégralité de l'autorisation
29e	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 à l'exception des mandataires sociaux de la société ENGIE (Plans Discrétionnaires)	**38 mois jusqu'au 17/07/2021** Met fin, à compter du 01/09/2018, à hauteur de la partie non encore utilisée à la délégation donnée par l'AGM du 12/05/2017 (17e résolution)	**0,75%** du capital social (assorti d'un sous-plafond annuel de 0,25% du capital social), **plafond commun aux 28e et 29e résolutions de l'AGM 18/05/2018** (1)	Attribution - le 11/12/2018 de 5 022 660 Actions de Performance, le 27/02/2019 de 187 674 Actions de Performance (soit 0,21% du capital au 27/02/2019) ; - le 17/12/2019 de 5 157 215 Actions de Performance, le 26/02/2020 de 279 497 Actions de Performance (soit 0,22% du capital au 26/02/2020) ; - le 17/12/2020 et le 25/02/2021 de 5 072 390 Actions de Performance (soit 0,22% du capital au 25/02/2021).	0,1% du capital

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018, pour les attributions décidées au titre des 28e et 29e résolutions

Autorisations données par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020

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
6e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	**18 mois jusqu'au 16/11/2021** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 17/05/2019 (5e résolution)	Prix maximum d'achat : **30 euros** Détention maximum : **10% du capital** Montant cumulé des acquisitions : **7,3 milliards d'euros** **Non utilisable en période d'offre publique visant la Société**	Détention au 31/12/2020 de 0,76% du capital social	Reste 9,24% du capital
19e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec maintien du DPS (1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18/05/2018 (13e résolution)	**225 millions d'euros** pour les actions (2) (3) et **5 milliards d'euros** pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
20e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières avec suppression du DPS (1) *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18/05/2018 (14e 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
21e	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 du Code monétaire et financier *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18/05/2018 (15e 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
22e	Augmentation du montant des augmentations de capital *(green-shoe)* réalisées en applications des 19e, 20e et 21e résolutions *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18/05/2018 (16e résolution)	Maximum de **15%** de l'émission initiale (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
23e	Émission d'actions et/ou de valeurs mobilières en rémunération d'apports de titres consentis à la Société dans la limite de 10% du capital social *(utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)*	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 18/05/2018 (17e résolution)	**225 millions d'euros** pour les actions (2) (3) et **5 milliards d'euros** pour les valeurs mobilières représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation

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
24e	Limitation du plafond global des délégations d'augmentation de capital	N/A Se substitue à la limitation fixée par l'AGM du 18/05/2018 (23e résolution)	**265 millions d'euros** (2)		
25e	Émission d'actions par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin aux délégations donnée par l'AGM du 18/05/2018 (24e résolution)	Montant global des sommes pouvant être incorporées (hors plafond)	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions auto-détenues	**26 mois jusqu'au 13/07/2022** Met fin aux délégations donnée par l'AGM du 18/05/2018 (25e résolution)	**10%** du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation
27e	Augmentation de capital social réservée aux salariés adhérents de plans d'épargne d'entreprise du Groupe ENGIE	**26 mois jusqu'au 16/07/2021** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 17/05/2019 (14e résolution)	**2%** du capital le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant commun avec la 28e résolution de l'AGM du 14/05/2020** (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
28e	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 13/11/2021** Met fin à la délégation donnée par l'AGM du 17/05/2019 (15e résolution)	**0,5%** du capital social le jour de la mise en œuvre de la délégation, **montant s'imputant sur le plafond de 2% visé à la 27e résolution de l'AGM du 14/05/2020** (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation

(1) DPS : Droit préférentiel de souscription
(2) Montants communs aux émissions de valeurs mobilières décidées au titre des 19e, 20e, 21e, 22e, 23e résolutions de l'AGM du 14 mai 2020
(3) Plafond commun fixé par la 24e résolution de l'AGM du 14 mai 2020, aux 19e, 20e, 21e, 22e, 23e, 27e et 28e résolutions de l'AGM du 14 mai 2020 : 265 millions d'euros

4.5.5 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Convocation aux assemblées (articles 20, 21 et 22 des statuts)

Les Assemblées Générales Ordinaires et Extraordinaires et, le cas échéant, les Assemblées Spéciales sont convoquées, se réunissent et délibèrent dans les conditions prévues par la loi. L'ordre du jour des assemblées est arrêté par l'auteur de la convocation ; toutefois, un ou plusieurs actionnaires peuvent, dans les conditions prévues par la loi, requérir l'inscription à l'ordre du jour de projets de résolutions.

L'assemblée se réunit au siège social ou en tout autre lieu indiqué dans la convocation.

Les assemblées sont présidées par le Président du Conseil d'Administration ou, en son absence, par le Vice-Président du Conseil d'Administration, un Directeur Général Délégué s'il est lui-même Administrateur ou en l'absence de celui-ci, par un Administrateur spécialement délégué à cet effet par le Conseil. À défaut, l'assemblée élit elle-même son Président.

Les fonctions de scrutateurs sont remplies par les deux membres de l'assemblée présents et acceptant cette fonction disposant du plus grand nombre de voix. Le bureau désigne le secrétaire, lequel peut être choisi en dehors des actionnaires.

Il est tenu une feuille de présence dans les conditions prévues par la loi. Les procès-verbaux des assemblées sont établis et leurs copies sont délivrées et certifiées dans les conditions prévues par la loi.

Participation aux assemblées (article 20 des statuts)

Tout actionnaire a le droit d'assister aux assemblées à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles.

Le droit de participer aux assemblées ou de s'y faire représenter est subordonné à l'enregistrement comptable des titres au nom de l'actionnaire au deuxième jour ouvré précédant l'assemblée à zéro heure, heure de Paris, soit dans les comptes de titres nominatifs tenus par la Société, soit dans les comptes de titres au porteur tenus par l'intermédiaire habilité.

Le Conseil d'Administration peut, s'il le juge utile, faire remettre aux actionnaires des cartes d'admission nominatives et personnelles et exiger la production de ces cartes pour l'accès à l'Assemblée Générale.

Si le Conseil d'Administration le décide au moment de la convocation de l'assemblée, les actionnaires pourront participer à l'assemblée par visioconférence ou par tous moyens de télécommunication ou télétransmission, y compris internet, permettant leur identification dans les conditions et suivant les modalités fixées par la réglementation en vigueur. Le cas échéant, cette décision est communiquée dans l'avis de réunion publié au *Bulletin des annonces légales obligatoires* (BALO).

Droit de vote (articles 10, 11, 12 et 20 des statuts)

Sauf dans le cas où la loi en dispose autrement, chaque actionnaire a autant de droits de vote et exprime en assemblée autant de voix qu'il possède d'actions libérées des versements exigibles. Depuis le 2 avril 2016, conformément à l'article L. 22-10-46 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 "Droits de vote").

Les actions sont indivisibles à l'égard de la Société. Lorsque les actions sont l'objet d'un usufruit, les droits de vote attachés à ces actions appartiennent à l'usufruitier dans les Assemblées Générales Ordinaires et au nu-propriétaire dans les Assemblées Générales Extraordinaires.

Chaque fois qu'il est nécessaire de posséder plusieurs actions pour exercer un droit quelconque, les propriétaires d'actions isolées ou en nombre inférieur à celui requis ne peuvent exercer ce droit qu'à la condition de faire leur affaire personnelle du groupement et, éventuellement, de l'achat ou de la vente d'actions ou droits nécessaires.

Tout actionnaire peut se faire représenter dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements dans toutes les assemblées. Les propriétaires de titres mentionnés au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce peuvent se faire représenter dans les conditions prévues par la loi, par un intermédiaire inscrit. Tout actionnaire peut voter par correspondance dans les conditions et selon les modalités fixées par les lois et règlements. Les actionnaires peuvent, dans les conditions fixées par les lois et règlements, adresser leur formule de procuration et de vote par correspondance, soit sous forme papier, soit, sur décision du Conseil d'Administration publiée dans l'avis de réunion et l'avis de convocation, par télétransmission.

Dividendes (article 26.2 des statuts)

Tout actionnaire qui justifie, à la clôture d'un exercice, d'une inscription nominative depuis deux ans au moins et du maintien de celle-ci à la date de mise en paiement du dividende versé au titre dudit exercice, bénéficie d'une majoration du dividende revenant aux actions ainsi inscrites, égale à 10% du dividende versé aux autres actions. Cette majoration est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Action spécifique (article 6 des statuts)

Conformément au Code de l'énergie et au décret n° 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").

Modification des droits attachés aux actions

Sauf dans les cas où la loi en dispose autrement, les droits attachés aux actions de la Société ne peuvent être modifiés que par l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires, sous réserve des dispositions particulières afférentes à l'action spécifique de l'État prévues à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 5.4.4 "Action spécifique").

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, toute modification des statuts doit être approuvée à la majorité des deux tiers lors de l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires. Toute augmentation des engagements des actionnaires doit être décidée à l'unanimité des actionnaires.

4.5.6 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 "Épargne salariale et actionnariat salarié", 4.1 "Organes d'administration", 4.1.2 "Fonctionnement du Conseil d'Administration", 4.4 "Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction", 4.5.4 "Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations", 4.5.5 "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".

4.5.7 Mandats des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Société représentée par MM. Patrick Suissa et Olivier Broissand.

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 Stéphane Pédron.

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.

4.6 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 de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées de l'Afep-Medef, actualisé en janvier 2020.

À la date du présent Document, l'ensemble des dispositions de ce Code sont appliquées par la Société.

4.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées

Assemblée Générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020

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.

A. 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.

B. Conventions déjà approuvées par l'assemblée générale

B.1. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs, dont l'exécution s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article R. 225-30 du Code de commerce, nous avons été informés que l'exécution des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec M. Clamadieu, Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

a) Nature, objet et modalités : Couverture de prévoyance

Le conseil d'administration du 19 juin 2018 a décidé d'accorder au Président du conseil un contrat de couverture de prévoyance équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

b) Nature, objet et modalités : Couverture de frais de santé

Le conseil d'administration du 11 décembre 2018 a décidé d'accorder un contrat de couverture de frais de santé équivalente à celle de tous les cadres dirigeants d'ENGIE en France, matérialisée par un contrat d'assurance collective souscrit par ENGIE. Ce contrat assure les postes standards de garanties en matière de remboursement de frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires.

Avec Mme Kocher, administrateur et Directeur général d'ENGIE jusqu'au 24 février 2020

Nature, objet et modalités : Régimes collectifs de prévoyance et frais de santé

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 a décidé de maintenir à Mme Kocher le bénéfice du même système que lorsqu'elle était Directeur Général Délégué en charge des Opérations à savoir les régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

B.2. Conventions approuvées au cours d'exercices antérieurs sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions suivantes, déjà approuvées par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

Avec la société Suez Environnement Company, désormais dénommée SUEZ (détenue actuellement à hauteur de 1,8%, et détenue jusqu'au 5 octobre 2020 à hauteur de 31,7%)

Personnes concernées

Mme Kocher, administrateur et Directeur Général d'ENGIE jusqu'au 24 février 2020 et administrateur de SUEZ.

Nature, objet et modalités : Accord relatif à la résolution des litiges argentins

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de SUEZ (devenue ENGIE), ENGIE et SUEZ (anciennement Suez Environnement Company) avaient conclu un accord d'une durée de 20 ans portant sur le transfert économique, au profit de SUEZ, des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ (devenue ENGIE) dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fé, s'y rapportant ou en découlant (les "Droits Argentins").

Cette convention, qui s'est poursuivie au cours de l'exercice, avait été expressément autorisée par le conseil d'administration de SUEZ (devenue ENGIE) dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008.

B.3. Conventions approuvées au cours de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution, au cours de l'exercice écoulé, de la convention suivante, déjà approuvée par l'assemblée générale le 14 mai 2020, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 10 mars 2020.

Avec Mme Kocher, administrateur et Directeur général d'ENGIE jusqu'au 24 février 2020

Nature, objet et modalités : Protocole d'accord transactionnel dans le contexte de la fin des mandats d'administrateur et de Directeur Général

Le protocole d'accord transactionnel ayant pour objet de régler à l'amiable les modalités de cessation des fonctions de Directeur Général entre ENGIE et Isabelle Kocher a été autorisé par le Conseil d'Administration du 24 février 2020 et a été signé le même jour.

Aux termes de ce protocole d'accord transactionnel, ENGIE s'était engagée à :

- verser 1 231 320 euros bruts à titre d'indemnité de non-concurrence, d'une durée de 18 mois ;
- verser 672 736 euros bruts à titre d'indemnité transactionnelle ;
- mettre à disposition de Mme Isabelle Kocher des moyens matériels pendant une durée de maximum 18 mois prenant fin dès qu'elle aura retrouvé une occupation professionnelle à temps plein.

Il était par ailleurs précisé qu'Isabelle Kocher, qui a rejoint le groupe ENGIE en 2002, percevrait également un montant total de 1 399 204 euros bruts au titre des indemnités, légales et/ou conventionnelles auxquelles lui donnait droit la rupture de son contrat de travail, réalisée dans le cadre d'une rupture conventionnelle après la mise en œuvre de la procédure afférente.

Les accords ci-dessus se sont traduit en 2020 par :

- le versement à Mme Isabelle Kocher de 1 493 616 euros au titre du protocole d'accord transactionnel, correspondant à douze mois d'indemnité de non-concurrence et la totalité de l'indemnité transactionnelle, ainsi que la mise à disposition de moyens matériels conformément au protocole, et
- le versement à Mme Isabelle Kocher de 1 399 204 euros au titre des indemnités consécutives à la rupture du contrat de travail.

Paris-La-Défense, le 12 mars 2021

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES — Olivier Broissand — Patrick E. Suissa

ERNST & YOUNG et Autres — Charles-Emmanuel Chosson — Stéphane Pédron

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1 Informations sur le capital 180

5.1.1 Capital social et droits de vote 180

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 180

5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices 181

5.1.4 Rachat d'actions 181

5.2 Titres non représentatifs du capital 182

5.2.1 Titres super-subordonnés 182

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN) 183

5.2.3 Emprunts obligataires 183

5.3 Obligations vertes 183

5.3.1 Description de l'obligation 183

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité 185

5.3.3 Projets Éligibles 185

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* des 21 juin 2019, 24 octobre 2019, 27 mars 2020 et 30 novembre 2020 191

5.4 Actionnariat 193

5.4.1 Cotation boursière 193

5.4.2 Répartition du capital 193

5.4.3 Franchissement de seuils légaux 194

5.4.4 Action spécifique 194

5.4.5 Politique de distribution des dividendes 194

5.5 Calendrier des communications financières 195

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 indices suivants : Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, Euro STOXX, STOXX Europe 600 Utilities, MSCI Euro, SBF 120, MSCI Pan Euro, Euro STOXX Utilities.

Au 31 décembre 2020, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées d'un euro de nominal chacune.

5.1.1.2 Nantissement, garanties et sûretés

Nantissement des actifs

Le pourcentage des actions nanties est non significatif.

Autres nantissements

En millions d'euros	Valeur totale	2021	2022	2023	2024	2025	De 2026 à 2030	> 2030	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	123	120	-	-	-	-	1	2	7 196	1,7%
Immobilisations corporelles	1 749	623	16	15	12	5	62	1 016	49 889	3,5%
Titres de participation	3 441	98	42	0	271	0	596	2 434	8 428	40,8%
Comptes bancaires	315	237	25	3	28	2	18	2	12 980	2,4%
Autres actifs	275	12	-	4	217	-	9	33	36 069	0,8%
TOTAL	**5 903**	**1 090**	**83**	**21**	**528**	**7**	**686**	**3 487**	**114 562**	**5,2%**

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 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 2020, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 185 903 580 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 2020, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Évolutions 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)*
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 4 813 039 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe (Link 2018)	4 813 039	47 745 346,88	2 440 098 050	2 440 098 050	1,00
02/08/2018	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 223 127 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée à toute entité ayant pour objet exclusif de souscrire, détenir et céder des actions ENGIE dans le cadre du plan d'actionnariat salarié international (Link 2018)	1 223 127	12 133 419,84	2 441 321 177	2 441 321 177	1,00
02/08/2018	Réduction du capital social résultant de l'annulation de 6 036 166 actions auto détenues	6 036 166	-	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 14 mai 2020, dans sa 6e 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. Le montant de ce contrat a été porté à 150 millions d'euros le 22 juillet 2008.

Un nouveau contrat a été signé le 24 janvier 2019, pour 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 1er janvier 2019.

Ce contrat a notamment pour objet de réduire la volatilité de l'action ENGIE et donc le risque perçu par les investisseurs. Il est conforme à la Charte de déontologie établie par l'Association française des entreprises d'investissement. Ce contrat a poursuivi ses effets en 2020.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2020, la Société a acquis 9 817 827 actions pour une valeur globale de 121,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,33 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 9 817 827 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 121,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 12,34 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2020, ENGIE n'a pas acquis d'actions en couverture du plan d'actionnariat salarié.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2021, ENGIE a acquis 1 578 731 actions pour une valeur globale de 20,7 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,11 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 1 373 731 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 18,0 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,10 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2021, 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 28 février 2021, la Société détenait 0,77% de son capital, soit 18 669 634 actions : 18 464 634 en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise et 205 000 au titre du contrat de liquidité.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale des actionnaires du 20 mai 2021

Le présent descriptif du programme a pour objet, en application des articles 241-1 à 241-7 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 des actionnaires convoquée le 20 mai 2021.

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 ;
- leur attribution ou leur cession 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 ;
- leur attribution ou leur cession à toutes entités permettant la mise en œuvre d'un plan d'actionnariat salarié international ;
- leur conservation et leur remise ultérieure 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 28 février 2021, 18 669 634 actions, soit 0,77% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 225 millions d'actions, représentant 9,24% du capital, soit un montant maximum de 6,6 milliards d'euros.

Durée du programme de rachat

Le programme de rachat pourra être réalisé pour une durée de 18 mois à compter de la date de la tenue de l'Assemblée Générale, soit jusqu'au 19 novembre 2022.

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 de la Section 6.4 Comptes sociaux et à la Section précédente 5.1.3. "Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices".

5.2 Titres non représentatifs du capital

5.2.1 Titres super-subordonnés

Le 30 novembre 2020, ENGIE a procédé à l'émission d'un nouvel emprunt de 850 millions d'euros sous forme de titres super-subordonnés à durée indéterminée (voir également Section 5.3 "Obligations vertes"). Au même moment, ENGIE a racheté sur les marchés des titres super-subordonnés en cours pour un montant nominal de 850 millions d'euros (49,7 millions de l'obligation FR0011531730, 458 millions de l'obligation FR0011942283, et 342,3 millions de l'obligation FR0013310505). Ces opérations combinées ont permis d'allonger la durée de vie du stock de titres super-subordonnés dans des conditions de marché très favorables.

Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2020 comme suit :

Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN
EUR	4,750%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2021	363,4	Paris	FR0011531730
EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	542,0	Paris	FR0011942283
EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	657,7	Paris	FR0013310505
EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuelle	28/02/2025	1 000,0	Paris	FR0013398229
EUR	1,625%	08/07/2019	Perpétuelle	08/07/2025	500,0	Dublin	FR0013431244
EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuelle	30/11/2028	850,0	Paris	FR0014000RR2

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 Section 6.2 "Comptes consolidés" – Note 18.2.1).

5.2.2 Programme *Euro Medium Term Note* (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme, dont la durée de validité est de douze mois, est renouvelé chaque année. La version la plus récente du prospectus de base du programme est disponible sur le site internet d'ENGIE, dans la partie Crédit.

5.2.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2020 émises par la Société sont détaillées en Note 11 de la Section 6.4 "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 2020 à l'émission de trois obligations vertes *(Green Bond)* pour un montant de 2,35 milliards d'euros.

Par ailleurs, la première obligation verte de 1,2 milliard d'euros à six ans émise par le Groupe en 2014 est arrivée à échéance et a été remboursée.

Enfin, en novembre 2020, une offre de rachat a été lancée sur l'obligation hybride verte émise en janvier 2018. À l'issue de cette transaction, un montant de 342,3 millions d'euros de cette obligation a été racheté, réduisant son encours à 657,7 millions d'euros.

Suite à ces opérations, l'encours des obligations vertes émises par le Groupe s'établit au 31 décembre 2020 comme suit :

Type	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Montant en cours *(en millions d'euros)*	Place de cotation	Code ISIN	Détails des allocations
Senior	EUR	2,375%	19/05/2014	19/05/2026	1 300	Paris	FR0011911247	Document d'enregistrement universel 2014, 2015 et 2016
Senior	EUR	0,875%	27/03/2017	27/03/2024	700	Paris	FR0013245859	Document d'enregistrement universel 2017
	EUR	1,500%	27/03/2017	27/03/2028	800	Paris	FR0013245867	
Senior	EUR	0,375%	28/09/2017	28/02/2023	500	Paris	FR0013284247	Document d'enregistrement universel 2018
	EUR	1,375%	28/09/2017	28/02/2029	750	Paris	FR0013284254	
Hybrid	EUR	1.375%	16/01/2018	Perpétuel (date du 1er appel 16/04/2023)	657,7	Paris	FR0013310505	Document d'enregistrement universel 2018 et 2019
Hybrid	EUR	3,250%	28/01/2019	Perpétuel (date du 1er appel 28/02/2025)	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	Document d'enregistrement universel 2020
	EUR	2,125%	27/03/2020	30/03/2032	750	Paris	FR0013504693	
Hybrid	EUR	1,500%	30/11/2020	Perpétuel (date du 1er appel 30/11/2028)	850	Paris	FR0014000RR2	Document d'enregistrement universel 2020

Le total émis par ENGIE en *Green Bond* atteint 12 milliards d'euros fin 2020, dont 10,46 milliards d'euros toujours en cours. ENGIE confirme ainsi 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 *(Green Bond Framework)* qu'ENGIE a défini pour ses émissions vertes. En mars 2020, ENGIE a procédé à une mise à jour de ce cadre de référence (renommé *Green Financing Framework*) afin de l'aligner sur les évolutions de marché. Ce nouveau cadre de référence est applicable aux émissions réalisées à partir de 2020. Les *Green Bond Framework* et *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

Pour rappel, les principes du *Green Bond Framework* sont les suivants :

- les fonds levés sont alloués à des projets satisfaisant des critères environnementaux, sociaux et sociétaux (ci-après dénommés "Projets Éligibles"), tels que définis dans la clause d'utilisation des fonds *(use of proceeds)* reprise dans les conditions finales de l'émission *Green Bond* ;
- tant que les fonds levés ne sont pas intégralement alloués à des Projets Éligibles (et ultérieurement en cas de modification substantielle des allocations), ENGIE s'est engagé à communiquer, dans son Document d'Enregistrement Universel, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée ;
- dans le cadre de ce *Green Bond Framework,* ENGIE s'est engagé à remplir les conditions suivantes :
  - les Projets Éligibles doivent respecter les critères d'éligibilité déterminés par ENGIE et validés par VE (ex-Vigeo Eiris). En outre, pour être éligibles, ils ne peuvent avoir été développés avant l'année qui précède l'année d'émission. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements dédiés aux projets concernés,
  - 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 à cette date.

Les principales évolutions introduites par le *Green Financing Framework* sont les suivantes :

- le champ d'application du cadre de référence est élargi à tout instrument de financement vert *(Green Financing Instrument),* dont les *Green Bonds* et autres emprunts verts ;
- 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"). Les Projets Éligibles doivent s'inscrire dans une catégorie de projets prédéfinie et satisfaire à certains critères techniques ;
- les fonds peuvent être alloués à des Projets Éligibles réalisés après l'émission de l'instrument de financement vert, ou être utilisés pour refinancer des décaissements passés dans des Projet Éligibles, sans limite de temps s'agissant de dépenses de type capex, ou ayant eu lieu dans les 36 mois précédant l'émission de l'instrument de financement vert pour les dépenses de type Opex ;
- ENGIE ayant développé sur l'ensemble du Groupe une gouvernance RSE robuste, les Projets Éligibles ne font plus individuellement l'objet de critère d'éligibilité RSE au titre du *Green Financing Framework.* Si un problème matériel lié à un facteur RSE survient après l'allocation de fonds à un Projet Éligible, ENGIE s'engage à remplacer cette allocation dès que possible ;
- les fonds levés pourront être alloués au refinancement d'autres instruments de financement verts précédemment émis et arrivés à échéance ou rachetés par l'émetteur. Dans un tel cas, les Projets Eligibles précédemment alloués aux obligations échues ou rachetées peuvent être réalloués aux nouvelles obligations, pour autant que leur durée de vie résiduelle soit supérieure à la maturité de l'instrument. ENGIE se réserve la possibilité de ne pas réallouer certains projets, notamment s'il estime que les critères d'éligibilité ne sont plus alignés avec les standards de marché. La réallocation se fait sous la forme d'une fraction du portefeuille ;
- pour chaque émission, ENGIE s'engage cependant à allouer au moins 25% des fonds levés à des Projets Éligibles n'ayant jamais fait l'objet d'allocation auparavant. A titre d'exemples :
  - si une obligation de 1 000 millions d'euros arrivée à échéance est partiellement refinancée par une nouvelle émission de 500 millions d'euros, ENGIE pourra réallouer 37,5% du portefeuille de Projets Eligibles précédemment alloué, soit 375 millions d'euros (75% de la nouvelle émission). Le reliquat du portefeuille pourra être alloué à d'autres obligations vertes contribuant au refinancement,
  - si au terme d'une offre de rachat, ENGIE rachète 200 millions d'euros d'une émission verte d'un total de 1 000 millions d'euros, ENGIE pourra réallouer 20% du portefeuille de Projets Eligibles précédemment alloué, soit 200 millions d'euros (sous réserve que cette allocation n'excède pas 75% du montant de l'émission à laquelle il est réalloué). Les autres 80% du portefeuille de Projets Eligibles demeurent alloués à l'instrument partiellement racheté.

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 initiale 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, et ensuite par ordre de durée, une tranche plus courte étant allouée en priorité sur une tranche plus longue. Dans le cas spécifique de refinancements de Projets Éligibles évoqués ci-avant, ces derniers seront alloués à tous les *Green Bonds* en attente d'allocation, en fonction des montants respectifs 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 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.

ENGIE suit les quatre principes établis par l'*International Capital Market Association (Green Bond Principles)* concernant : (i) l'utilisation des fonds levés, (ii) les processus existants pour évaluer et sélectionner les Projets Éligibles, (iii) la gestion des fonds levés et (iv) les modalités de *reporting*.

5.3.2 Projets et critères d'éligibilité

Les catégories de projets couverts par le *Green Bond Framework* (émissions réalisées avant 2020) sont décrites ci-après.

Catégorie de projets	Description
Énergie Renouvelable	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans la conception, la construction et l'installation d'unités de production ou de transport d'énergie renouvelable. Il couvre l'énergie produite à partir de sources renouvelables non fossiles. Il comprend l'hydroélectricité, la géothermie, l'énergie éolienne, l'énergie solaire, le biogaz, la biomasse et toute autre source d'énergie renouvelable.
Efficacité Énergétique	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets qui contribuent à une réduction de la consommation d'énergie par unité de production, tels que, par exemple, les réseaux de chaleur et de froid, l'optimisation des bâtiments ou l'efficacité des installations, les systèmes de gestion de l'énergie *(Smart Grids, Smart Metering)*.
Préservation des ressources naturelles	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets contribuant à la réduction de la consommation de ressources naturelles, par exemple la gestion de l'eau et/ou des déchets.
Mobilité Propre	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des projets contribuant à la réduction d'émissions de CO_2, de gaz ou particules nocifs à la santé et/ou à l'environnement, ou d'énergie, exprimé par passager et kilomètre.
Autres projets conformes aux catégories reprises par les *Green Bond Principles*	Cette catégorie de projets comprend le financement ou les investissements dans des catégories de projets reprises dans les *Green Bond Principles* ; les critères d'éligibilité environnementaux et sociétaux applicables à ces projets en vue de leur éligibilité seront définis par ENGIE et examinés par VE.

Les critères d'éligibilité RSE du *Green Bond Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE. Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec VE et les projets retenus ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Le *Green Financing Framework* de 2020 ajoute aux catégories déjà existantes dans le *Green Bond Framework* les nouvelles catégories de projets suivantes :

- Stockage d'énergie ;
- Infrastructure de transmission et de distribution d'électricité ;
- Capture et stockage de carbone ;
- Bâtiments verts ;
- Gestion durable de ressources naturelles vivantes et de l'utilisation du sol.

Les critères d'éligibilité techniques relatifs aux différentes catégories du *Green Financing Framework* sont disponibles sur le site internet d'ENGIE.

En 2017, le Comité *Green Bond* a été mis en place. Celui-ci se réunit régulièrement pour examiner les développements du marché et les Projets Éligibles. 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 BU concernées.

5.3.3 Projets Éligibles

Au cours de l'année 2020, le Groupe a procédé à l'allocation de 3,36 milliards de Projets Éligibles, selon la répartition suivante :

En milions d'euros	***Green bond* alloué**	**Montant nominal**	**Montant alloué**
Nouvelles allocations			
	Senior 8 ans juin 2019	750	737 (1)
	Senior 20 ans juin 2019	750	750
	Senior 11 ans octobre 2019	900	900
	Sous-total		**2 387**
Réallocations			
d'obligation échue			
	Senior 8 ans mars 2020	750	230
	Senior 12 ans mars 2020	750	230
	Hybride 8 ans novembre 2020	850	260
suite à rachat			
	Hybride 8 ans novembre 2020		256
	Sous-total		**975**
TOTAL ALLOCATIONS 2020			**3 362**

(1) 13 millions d'euros alloués en 2019

5.3.3.1 *Green Bonds* de 1,5 milliard d'euros (en deux tranches) émis en juin 2019 et 900 millions d'euros émis en octobre 2019

Les principaux Projets Éligibles qui ont été financés par le produit des émissions *Green Bond* de juin 2019 (ISIN : FR0013428489 et FR0013428513) et d'octobre 2019 (ISIN : FR0013455813) et qui répondent aux conditions (du *Green Bond Framework*) susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit.

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Juin 19	Senior 750 M€ 20 ans Juin 19	Senior 900 M€ 11 ans Oct. 19
Type de projet : Énergie Renouvelable					
Technologie : Hydraulique			**201**	**205**	**246**
Europe	Monet*	Portugal			
	CN'AIR Hydro*	France			
Technologie : Solaire			**201**	**204**	**245**
Amérique du Sud	Capricornio, Tamaya	Chili			
	Abril, Calpulalpan, Sol de Insurgentes, Villa Ahumada	Mexique			
	SD Paracatu	Brésil			
Amérique du Nord	Anson, Bluestone, Long Draw, Whitehorn (Gretna), Hawtree*	États-Unis			
Europe	CN'AIR Solar, Engie Green, Développement PV E&C*	France			
	Sonne PV*	Roumanie			
Afrique	Fenix	Plusieurs pays [1]			
	Scaling Solar	Sénégal			
Asie et Océanie	GUVNL	Inde			
	Retop	Chine			
Moyen-Orient	Nadec	Arabie saoudite			
Technologie : Éolien			**194**	**196**	**237**
Amérique du Nord	Dakota Range, East Forks, Iron Star*, Jumbo Hill, King Plains, Las Lomas, Prairie Hill, Solomon Forks, Triple H, Priddy*	États-Unis			
Amérique du Sud	Calama	Chili			
	Tres Mesas 4	Mexique			
Europe	OW*, CN'AIR Wind, Engie Green On-shore, Renvico*, ABOWind*	France			
	Renvico*, Wood*	Italie			
Technologie : Bioénergie			**22**	**23**	**27**
Europe	GRDF (Injection de biogaz dans le réseau), Engie BiOZ, DSP Pau*	France			
Technologie : Géothermie			**4**	**4**	**4**
Europe	Champs sur Marne*, Vélidis*	France			
Asie et Océanie	Supreme Muara Laboh	Indonésie			
R&D			**9**	**9**	**11**
Type de projet : Efficacité Énergétique					
Technologie : Efficacité énergétique			**77**	**78**	**94**
Europe	Gazpar, Réseaux de Chaleur Urbains, Storengy (projets Hydrogen et synthetic methane)*	France			
	GAMOR*	Allemagne			
	ENGIE New Ventures	Plusieurs pays			
Asie et Océanie	Punggol DCS*	Singapour			
Technologie : Pompage-turbinage			**14**	**15**	**18**
Europe	First Hydro (Ffestiniog 1&2)*	Royaume-Uni			
R&D			**5**	**5**	**5**

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Juin 19	Senior 750 M€ 20 ans Juin 19	Senior 900 M€ 11 ans Oct. 19
Type de projet : Mobilité Propre					
Technologie : Mobilité propre			**5**	**6**	**7**
Europe	GNVERT*	France			
Technologie : Mobilité électrique			**3**	**3**	**3**
Asie et Océanie	EVChong*	Chine			
Technologie :Hydrogène			**2**	**2**	**2**
Afrique	Rhyno*	Afrique du Sud			
Europe	DMSE*, Zero Emission Valley*	France			
SOUS-TOTAL			**737**	**750**	**900**
ALLOUÉS EN 2019					
Type de projet : Mobilité Propre					
Technologie : Mobilité électrique			**13**	**-**	**-**
Europe	ChargePoint	Royaume-Uni			
TOTAL			**750**	**750**	**900**

* *Nouveaux projets éligibles*
(1) Ouganda, Zambie, Bénin, Nigéria, Mozambique

Les projets et les capex associés présentés dans le tableau ci-dessus pour un montant total de 2,39 milliards d'euros sont alloués globalement aux *Green Bonds* de juin 2019 et octobre 2019, et ceci dans des proportions permettant de compléter et finaliser l'allocation de ces *Green Bonds*.

Pour rappel, les *Green Bonds* émis en 2014, 2017, 2018 et en janvier 2019 ont été totalement alloués. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiés dans les Documents de Référence 2014 à 2019.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant l'année 2020 porte sur des investissements effectués à concurrence de respectivement 24 millions d'euros pour l'année 2018, 40 millions d'euros pour 2019 et 2 323 millions d'euros pour 2020. 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/analystes-rse/finance-durable/*green-bond*).

Les *Green Bonds* contribuent au financement ou à l'acquisition de Projets Éligibles dans les domaines (i) des énergies renouvelables (énergie éolienne, solaire, hydraulique et/ou d'origine biomasse), (ii) de l'efficacité énergétique, (iii) de la préservation des ressources naturelles et (iv) de 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 dispose fin 2020 d'une capacité installée de 101 gigawatts (GW), dont 31,2% (31,5 GW) de renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire, géothermie, biomasse, etc.). Il vise une part de 58% d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'ici à 2030. En 2020, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables dans le domaine de l'éolien, du solaire, de la biomasse et de la géothermie en développant de nouveaux projets notamment en Amérique du Nord, Amérique du Sud et Europe. Le Groupe a ainsi mis en service 3 GW en 2020 dont environ 1,8 GW aux États-Unis et 0,9 GW en Europe. Le Groupe a également acquis 2 GW de capacité renouvelable en opération au travers de l' acquisition au Portugal de barrages hydrauliques détenus par EDP ainsi que l'acquisition des parcs éoliens de la société Renvico. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

Au cours de l'année 2020, un montant total de 2 043 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables sur les *Green Bonds* de juin 2019 et octobre 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 5,05 millions de tonnes de CO_2éq./an.

La méthodologie de calcul de la contribution de ces projets aux émissions évitées est basée sur une comparaison des valeurs ACV (Analyse de Cycle de Vie) 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 CO_2/kWh moyen des mix par pays proviennent des données disponibles auprès d'Enerdata. Les données ACV des technologies sont issues des travaux du GIEC (Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat). Pour les projets CDM *(Clean Development Mechanism)* enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs de la contribution aux émissions évitées sont issus des méthodologies sous-jacentes.

2) L'efficacité énergétique

Le développement des infrastructures énergétiques à haute efficacité qui accompagnent la transition énergétique vers une économie décarbonée est l'autre axe stratégique du Groupe. En 2020, ENGIE a poursuivi le développement de réseaux urbains de chaleur ou de froid en Europe et principalement en France.

Au cours de l'année 2020, un montant total de 312 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur les *Green Bonds* de juin 2019 et octobre 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,21 millions de tonnes de CO_2éq./an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, la méthodologie dépend des technologies mises en œuvre. Pour les installations sur site ou réseau, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays considéré. Pour les sites de pompage turbinage, ENGIE compare les émissions du mix pays aux heures où l'énergie est consommée à celle du mix où l'énergie est restituée au réseau. Les contributions aux émissions réduites 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.

3) Préservation des ressources naturelles

Aucun projet de préservation de ressources naturelles n'a été alloué aux *Green Bonds* en 2020.

4) Mobilité Propre

La mobilité propre est au cœur du développement des offres permettant d'accompagner nos clients cibles (collectivités et grands industriels) dans la décarbonation de leur mobilité. ENGIE est principalement actif dans le développement de bornes de rechargement électrique et de station GNV-biogaz.

Au cours de l'année 2020, un montant total de 31 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de la mobilité propre sur les *Green Bonds* de juin 2019 et d'octobre 2019. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur d'un demi millier de tonnes de CO_2éq./an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets de mobilité propre, ENGIE multiplie la quantité d'énergie livrée (électricité ou biogaz) par le projet par le nombre de kilomètre parcouru par unité d'énergie et la différence d'intensité carbone de la technologie par rapport à un scénario de base. Les contributions aux émissions réduites 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.

5) Bilan au titre de l'allocation globale des obligations vertes de juin 2019 et d'octobre 2019

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de juin 2019 et d'octobre 2019 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 59,9%, 29,1% et 8,3% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales technologies concernées par l'allocation aux *Green Bonds* de juin 2019 et d'octobre 2019 sont l'hydro 27,9%, le solaire 27,7% et l'éolien 26,9%.

Région	**Montants alloués** *(en %)*
Europe	59,9%
Amérique du Nord	29,1%
Amérique du Sud	8,3%
Afrique	1,2%
Asie-Océanie	1,1%
Moyen-Orient	0,4%

Technologie	**Montants alloués** *(en %)*
Hydro	27,9%
Solaire	27,7%
Éolien	26,9%
Efficacité énergétique	10,6%
Bioénergie	3,1%
Stockage d'énergie	2,0%
Mobilité propre	1,3%
Géothermie	0,5%

En phase d'exploitation complète et pris à 100%, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 5,26 millions de tonnes de CO_2éq./an.

5.3.3.2 *Green Bonds* de 1,5 milliard d'euros (en deux tranches) émis en mars 2020 et 850 millions d'euros émis en novembre 2020

Les opérations de refinancement suivantes ont été allouées aux obligations vertes émises en 2020, conformément au *Green Financing Framework* qui leur est applicable.

Green Bond mars 2020 (tranche de 750 millions d'euros maturité mars 2028 et tranche de 750 millions d'euros maturité mars 2032) et *Green Hybrid* d'octobre 2020 de 850 millions d'euros – réallocation partielle des Projets Éligibles alloués au *Green Bond* de 2014 arrivé à échéance en mai 2020

En millions d'euros	Projets	Pays	Senior 750 M€ 8 ans Mars 20	Senior 750 M€ 12 ans Mars 20	Hybride 850 M€ 8 ans Nov. 20
Type de projet : Énergie Renouvelable					
Technologie : Hydraulique			**27**	**27**	**31**
Amérique du Sud	Quitaracsa	Pérou			
	Salto Santiago	Brésil			
Europe	Shem	France			
Technologie : Éolien			**81**	**81**	**91**
Europe	Portefeuille divers	Plusieurs pays			
	Tréport – Noirmoutier [(1)], Portefeuille éolien on-shore	France			
	Alizeu	Roumanie			
	Dabrowice	Pologne			
	Portefeuille éolien on-shore	Belgique			
Amérique du Sud	Santa Monica, Campo Largo	Brésil			
Afrique	West Coast One	Afrique du Sud			
Technologie : Solaire			**42**	**42**	**48**
Europe	Solairedirect (acquisition + développement), Besse-sur-Issole	France			
	Santa Chiara	Italie			
Amérique du Sud	Los Loros	Chili			
	Paracatu, Floresta, Assu Fotovoltaico	Brésil			
Technologie : Bioénergie			**37**	**37**	**42**
Europe	Réseaux de chaleur avec production à partir de biomasse	France			
	Aoste	Italie			
Amérique du Sud	Ferrari	Brésil			
Technologie : Géothermie			**7**	**7**	**8**
Europe	Réseaux de chaleur avec production à partir de géothermie	France			
Type de projet : Efficacité Énergétique					
Technologie : Efficacité Énergétique			**29**	**29**	**33**
Amérique du Nord	ENGIE Services US (ex-OpTerra)	États-Unis			
Technologie : Chauffage urbain			**6**	**6**	**7**
Europe	Réseaux de chaleur	France			
TOTAL			**230**	**230**	**260**

(1) Projet transféré à la coentreprise avec EDPR (OW)

En phase d'exploitation complète et pris à 100%, ces projets contribuent à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 1,3 million de tonnes de CO_2éq/an.

Green Hybrid d'octobre 2020 de 850 millions d'euros – réallocation partielle des Projets Éligibles alloués au *Green Hybrid* de janvier 2018

En millions d'euros	**Projets**	**Pays**	**Hybride 850 M€ 8 ans Nov. 20**
Type de projet : Énergie Renouvelable			
Technologie: Hydraulique			**4**
Amérique du Sud	Salto Osorio	Brésil	
Technologie : Solaire			**124**
Amérique du Sud	Capricornio, Tamaya	Chili	
	Abril, Akin, Calpulalpan, Sol de Insurgentes, Villa Ahumada, Trompezon	Mexique	
	Floresta	Brésil	
Afrique	Fenix	Ouganda	
	Kathu	Afrique du Sud	
	Mobisol	Plusieurs pays (1)	
	Powercorner	Tanzanie	
	Scaling Solar	Sénégal	
Asie et Océanie	Kadapa	Inde	
Europe	Retop, Retop Biz	Chine	
	Seneca	Espagne	
Amérique du Nord	SoCore, Fund IV	États-Unis	
Moyen-Orient	Nadec	Arabie saoudite	
Technologie : Éolien			**95**
Amérique du Nord	East Forks, Jumbo Hill, Seymour Hills	États-Unis	
Amérique du Sud	Calama	Chili	
	Tres Mesas 3 and 4	Mexique	
Asie et Océanie	SECI projects, GUNVL	Inde	
Europe	Phoenix 1, Goya	Espagne	
	Portefeuille éolien on-shore, Seamaid (2)	Belgique	
	Windfloat (2)	Portugal	
Afrique	Ras Ghareb	Égypte	
Technologie : Bioénergie			**20**
Europe	Biométhane et raccordement réseaux	France	
	Biogas Plus	Pays-Bas	
	Sisslerfeld	Suisse	
Type de projets : Efficacité Énergétique			
Technologie : Efficacité énergétique			**3**
Europe	ENGIE New Ventures	Divers pays	
Type de projets : Mobilité Propre			
Technologie : Mobilité électrique			**10**
Amérique du Sud	Transantiago	Chili	
TOTAL			**256**

(1) Tanzanie, Kenya, Rwanda
(2) Projet transféré à la coentreprise avec EDPR (OW)

En phase d'exploitation complète et pris à 100%, ces projets contribuent à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,4 millions de tonnes de CO_2éq./an.

5.3.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires *Green Bond* des 21 juin 2019, 24 octobre 2019, 27 mars 2020 et 30 novembre 2020

Au Directeur Général,

En notre qualité de Commissaire aux comptes de la société ENGIE SA (la **"Société"**) et en réponse à votre demande, nous avons établi la présente attestation sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2020, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (*Green Bond*) réalisées le 21 juin 2019 en deux tranches pour un montant total de 1,5 milliard d'euros, le 24 octobre 2019 pour un montant de 0,9 milliard d'euros, le 27 mars 2020 en deux tranches pour un montant total de 1,5 milliard d'euros et le 30 novembre 2020 pour un montant de 0,85 milliard d'euros (les **"Émissions"**), figurant dans le document ci-joint et dans la section **"Obligations verte"** du Document d'enregistrement universel 2020, et établies conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en date du 19 juin 2019 (FR0013428489 et FR0013428513), du 22 octobre 2019 (FR0013455813), du 26 mars 2020 (FR0013504677 et FR0013504693) et du 26 novembre 2020 (FR0014000RR2) (les **"Conditions finales des Émissions"**).

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires *Green Bond*, fait ressortir :

- en référence au *Green Bond Framework*, une allocation des fonds levés au titre des Émissions réalisées le 21 juin 2019 et le 24 octobre 2019 à des projets éligibles (les **"Projets Éligible"**), au cours de la période allant du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020, d'un montant de 2 387 millions d'euros ;
- en référence au *Green Financing Framework*, une allocation des fonds levés au titre des Émissions réalisées le 27 mars 2020 et le 30 novembre 2020, intégralement au refinancement de projets éligibles, précédemment financés par les Green Bonds du 19 mai 2014 (FR0011911239) et du 16 janvier 2018 (FR0013310505) (les **"Projets Éligibles Refinancé"**) pour un montant de 975 millions d'euros, étant précisé qu'aucune allocation n'a été effectuée au titre de nouveaux projets éligibles verts en référence au seul *Green Financing Framework* (les "**Projets Éligibles Verts"**).

Ces informations ont été établies sous votre responsabilité, à partir des livres comptables ayant servi à la préparation des comptes consolidés pour les exercices clos les 31 décembre 2018, 31 décembre 2019 et 31 décembre 2020.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs :
  - des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis et approuvés conjointement par la Société et VE (ex-Vigeo Eiris) et repris dans le *Green Bond Framework* auquel il est fait référence dans le document ci-joint et en annexe des Conditions finales des Émissions (les "**Critères d'éligibilité"**),
  - des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint, avec le *Green Financing Framework* auquel il est fait référence dans le document ci-joint et en annexe des Conditions finales des Émissions (les "**Critères d'éligibilité Verts"**), étant précisé qu'au 31 décembre 2020, aucune allocation n'a été effectuée au titre de Projets Eligibles Verts ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2020, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2020, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2020.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité et les Critères d'éligibilité Verts et, en particulier, de donner une interprétation des clauses des Conditions finales d'Émission ;
- de nous prononcer sur l'utilisation des fonds alloués aux Projets Éligibles et, aux Projets Éligibles Refinancés et aux Projets Éligibles Verts postérieurement à leur allocation.

Dans le cadre de notre mission de Commissariat aux comptes, nous avons effectué, conjointement avec le co-Commissaire aux comptes, un audit des comptes consolidés de la Société pour chacun des exercices clos les 31 décembre 2018, 2019 et 2020. Nos audits, effectués selon les normes d'exercice professionnel applicables en France, avaient pour objectif d'exprimer une opinion sur les comptes consolidés pris dans leur ensemble, et non pas sur des éléments spécifiques de ces comptes utilisés pour la détermination de ces informations. Par conséquent, nous n'avons pas effectué nos tests d'audit et nos sondages dans cet objectif, et nous n'exprimons aucune opinion sur ces éléments pris isolément. Les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée Générale des actionnaires, ont fait l'objet d'un rapport de certification daté du 12 mars 2021.

Nos travaux au titre de la présente attestation, qui ne constituent ni un audit ni un examen limité, ont été effectués selon la doctrine professionnelle de la Compagnie nationale des Commissaires aux comptes relative à cette intervention. Ces travaux ont consisté, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, à :

- prendre connaissance des procédures mises en place par la Société pour déterminer les informations figurant dans le document ci-joint ;
- vérifier la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, (i) des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les Critères d'éligibilité et (ii) des Projets Éligibles Refinancés mentionnés dans le document ci-joint et respectant déjà les Critères d'éligibilité, avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles Refinancés, avec les montants précédemment financés ; et
- vérifier que le solde des comptes de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires apparaissant dans les comptes consolidés du Groupe de l'exercice clos le 31 décembre 2020 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2020.

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur :

- la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles avec les Critères d'éligibilité et des Projets Éligibles Refinancés avec les Critères d'éligibilité Verts ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2020, dans le cadre des Émissions, aux Projets Éligibles ;
- la concordance avec les montants précédemment financés des montants alloués au 31 décembre 2020, dans le cadre des Émissions, aux Projets Eligibles Refinancés ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2020, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2020.

Cette attestation est établie à votre attention dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

En notre qualité de Commissaire aux comptes d'ENGIE SA, notre responsabilité à l'égard de la Société et de ses actionnaires est définie par la loi française et nous n'acceptons aucune extension de notre responsabilité au-delà de celle prévue par la loi française. Nous ne sommes redevables et n'acceptons aucune responsabilité vis-à-vis de tout tiers.

Cette attestation est régie par la loi française. Les juridictions françaises ont compétence exclusive pour connaître de tout litige, réclamation ou différend pouvant résulter de notre lettre de mission ou de la présente attestation, ou de toute question s'y rapportant. Chaque partie renonce irrévocablement à ses droits de s'opposer à une action portée auprès de ces tribunaux, de prétendre que l'action a été intentée auprès d'un tribunal incompétent, ou que ces tribunaux n'ont pas compétence.

Paris-La Défense, le 12 mars 2021

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Olivier Broissand

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

2020	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	15,88	14,69	5 567 163
Février	16,65	15,03	9 390 593
Mars	15,93	9,41	15 678 975
Avril	9,99	8,70	8 267 955
Mai	10,86	9,17	7 228 013
Juin	11,95	10,65	8 089 061
Juillet	11,41	10,80	6 123 919
Août	12,18	11,14	4 739 560
Septembre	12,02	11,12	5 428 240
Octobre	12,16	10,27	5 616 102
Novembre	12,64	10,61	6 835 044
Décembre	12,90	12,16	4 825 351

(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

Au 31 décembre 2020, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 18 464 634 actions auto-détenues. Durant l'exercice 2020, le capital de la Société n'a pas évolué.

Variation significative de l'actionnariat d'ENGIE des trois derniers exercices

	31 décembre 2020			31 décembre 2019		31 décembre 2018	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]	% du capital	% des droits de vote théoriques [1]
État	575 693 307	23,64	33,19	23,64	33,67	23,64	33,84
BlackRock	108 662 050 [2]	4,46 [2]	3,43 [2]	4,52 [3]	3,53 [3]	5,02 [4]	3,99 [4]
Actionnariat salarié	77 939 699	3,20	4,26	3,22	3,87	3,97	4,65
Groupe CDC	111 799 650 [5]	4,59 [5]	3,83 [5]	2,62	2,35	1,83	1,75
CNP Assurances	-	-	-	0,96	0,75	0,99	0,78
Auto-détention	18 464 634	0,76	0,58	0,91	0,71	0,98	0,76
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public	1 542 725 671	63,35	54,71	64,13	55,12	63,57	54,23
TOTAL	**2 435 285 011**	**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 2020 (données au 7 décembre 2020 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(3) Informations non disponibles au 31 décembre 2019 (données au 30 décembre 2019 issues de la déclaration de franchissement de seuil statutaire)
(4) Informations non disponibles au 31 décembre 2018 (données au 27 décembre 2018 issues de la déclaration de franchissement de seuil)
(5) Groupe CDC (CDC + CNP Assurances)

En application des dispositions de l'article L. 233-13 du Code de commerce, il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, seul l'État détient, à la clôture de l'exercice 2020, une participation de 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

5.4.3 Franchissement de seuils légaux

Aucun franchissement de seuil légal à la hausse ou à la baisse n'a été notifié à la Société pour l'exercice 2020.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document d'enregistrement universel, seul l'État détient 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 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.

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. 111-21 du Code de l'énergie, les actifs concernés par le droit d'opposition de l'État en vertu de l'action spécifique sont :

- 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 au 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 du décret n° 2019-1071 du 22 octobre 2019 et 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. Afin d'encourager et de récompenser la fidélité des actionnaires, l'Assemblée Générale des actionnaires 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% étant le montant maximal autorisé par l'article L. 232-14 du Code de commerce. Cette mesure a été appliquée pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social selon les dispositions de l'article L. 232-14 du Code de commerce.

Les objectifs du Groupe, présentés en Section 6.1.1.1.2 "Objectifs 2021", ne constituent en aucun cas un engagement de la Société et 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.

Le Conseil d'Administration a décidé de soumettre à l'Assemblée Générale des actionnaires du 20 mai 2021 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2020 d'un montant de 0,53 euro par action, ce qui correspond à un ratio de distribution de 75% sur la base du RNRPG 2020.

Pour rappel, ENGIE a annoncé début 2019 une nouvelle politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRPG. Le Conseil d'Administration du 1er avril 2020 avait décidé de ne pas distribuer de dividendes au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à l'épidémie de Covid-19. Après avoir été suspendue le 1er avril 2020, cette politique de distribution de dividendes avait été reconfirmée lors de l'Assemblée Générale du 14 mai 2020.

Montant du dividende par action des cinq derniers exercices

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2015	1,00
2016	1,00
2017	0,70
2018	1,12
2019	0

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.5 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2020	26 février 2021
Publication des résultats du premier trimestre 2021 et des ambitions à moyen terme	18 mai 2021
Assemblée Générale des actionnaires	20 mai 2021
Publication des résultats semestriels 2021	30 juillet 2021

6

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 198

6.1.1 Rapport d'activité 198

6.1.2 Trésorerie et capitaux 220

6.2 Comptes consolidés 221

6.2.1 États financiers consolidés 221

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 227

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 328

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2020 334

6.4.1 États financiers sociaux 334

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 338

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 376

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 377

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 378

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats ENGIE 2020

Résultats financiers annuels ENGIE 2020

Dynamique soutenue dans la mise en œuvre de la nouvelle orientation stratégique en vue d'accélérer la transition énergétique. Forte reprise par rapport au deuxième trimestre, avec une performance organique au second semestre similaire à celle de l'année 2019.

Faits opérationnels marquants

- Bonne exécution des projets avec 4 milliards d'euros de CAPEX [(1)] de croissance
- Forte croissance des énergies renouvelables avec 3 GW mis en service et 2 GW acquis
- Cession de 29,9% du capital de SUEZ
- Revues stratégiques, notamment celle d'une partie des Solutions clients, lancées en vue de la simplification du Groupe
- Lancement d'une consultation des salariés en vue de la création potentielle d'un nouveau leader dans les services multitechniques
- Nouveau Comité Exécutif nommé
- Poursuite des progrès en matière d'ESG, avec l'engagement de finaliser la sortie du charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027
- Décision d'arrêter les travaux de préparation qui permettraient de prolonger de 20 ans 2 unités nucléaires au-delà de 2025
- Information sur les nouvelles orientations stratégiques le 18 mai 2021, à l'occasion des résultats du 1er trimestre

Performance financière

- RNRpg 2020 conforme aux prévisions, EBITDA et ROC [(2)] au-dessus des prévisions
- Impact significatif de la crise de la Covid-19 en 2020 principalement sur les Solutions clients et le *Supply*, avec un impact négatif sur le ROC de près de 1,2 milliard d'euros
- Impact de change négatif de 0,3 milliard d'euros au niveau du ROC, principalement dû à la dépréciation du BRL
- Dette financière nette de 22,5 milliards d'euros, en baisse de 3,5 milliards d'euros par rapport à l'année dernière, maintien d'une forte liquidité et d'une notation de crédit *"strong investment grade"*
- Dépréciation des actifs nucléaires, partiellement compensée par les résultats de cession, conduisant à un RNpg de -1,5 milliard d'euros
- Proposition d'un dividende 2020 de 0,53 euro par action
- Guidance 2021 [(3)] : RNRpg attendu entre 2,3 et 2,5 milliards d'euros

6.1.1.1.1 Chiffres clés au 31 décembre 2020

En milliards d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)* [(1)]
Chiffre d'affaires	55,8	60,1	-7,2%	-5,7%
EBITDA	9,3	10,4	-10,5%	-6,5%
Résultat opérationnel courant (ROC)	4,6	5,8	-21,3%	-16,4%
Résultat net récurrent part du Groupe	1,7	2,7	-36,5%	-34,3%
Résultat net, part du Groupe	(1,5)	1,0		
CAPEX	7,7	10,0		
Cash Flow From Operations (CFFO) [(2)]	7,1	7,6		
Endettement financier net	22,5	25,9	-3,5 par rapport au 31 déc. 2019	

(1) Variation organique = variation brute hors effets de change et de périmètre
(2) Cash flow from operations = Free Cash Flow avant Capex de maintenance

(1) Net des cessions dans le cadre du schéma DBSO (Develop, Build, Share & Operate) et des financements tax equity reçus
(2) La nouvelle définition du Résultat Opérationnel Courant (ROC) ne tient plus compte des éléments non récurrents de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence
(3) Ces objectifs et ces indications reposent sur des hypothèses de température moyenne en France pour 2021, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changement substantiel de réglementation ou de l'environnement macro-économique, d'absence de changement comptable significatif, de prix de commodités sur les conditions de marchés au 31 décembre 2020, de cours de change moyens pour 2021 : €/$: 1,23 ; €/BRL : 6,27 ; jusqu'à 100 millions d'euros d'effet dilutif sur le ROC provenant de cessions non encore signées correspondant à environ 2 milliards d'euros de réduction de la dette nette. Ces prévisions sont basées sur l'absence de nouvelles mesures de confinement majeur et d'un assouplissement progressif des mesures de restriction au cours de 2021

6.1.1.1.2 Objectifs 2021

Les objectifs pour l'exercice comptable clos le 31 décembre 2021 présentés ci-dessous sont basés sur des données, hypothèses et estimations considérées comme raisonnables par le Groupe à la date de publication de ce document.

Ces données et hypothèses peuvent évoluer ou être modifiées en raison d'incertitudes liées à l'environnement financier, comptable, concurrentiel, réglementaire et fiscal ou d'autres facteurs dont le Groupe n'a pas connaissance à la date d'enregistrement de ce document. De plus, la réalisation des prévisions nécessite le succès de la stratégie du Groupe. Par conséquent, le Groupe ne s'engage ni ne donne de garanties quant à la réalisation des prévisions énoncées dans la présente section.

Les objectifs présentés ci-dessous et hypothèses sous-jacentes ont également été établies conformément aux dispositions du Règlement délégué (UE) n° 2019/980, complément du Règlement (UE) n° 2017/1129, et aux recommandations de l'ESMA sur les prévisions.

Ces objectifs résultent des processus budgétaire et de plan à moyen terme décrit dans la Note 13 des états financiers consolidés ; ils ont été établis sur une base comparable aux informations financières historiques et conformément aux méthodes comptables appliquées aux états financiers consolidés du Groupe pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 décrites dans les états financiers consolidés.

6.1.1.1.2.1 Hypothèses

- **stratégie :** confirmation et renforcement de l'ambition du groupe ENGIE de compter parmi les leaders de la transition énergétique et climatique. Le Groupe s'attachera à l'achèvement des revues stratégiques en cours afin de créer davantage de valeur et d'allouer efficacement son capital au profit de la croissance, en particulier dans les Renouvelables, les Infrastructures et les activités *Asset-based* dans les Solutions clients ;
- **conditions sanitaires** en ligne avec celles du quatrième trimestre 2020, aucun confinement strict supplémentaire envisagé et retour progressif à la normale en 2021 ;
- **cessions :** jusqu'à 100 millions d'euros d'effet dilutif sur le ROC provenant de cessions non encore signées correspondant à environ 2 milliards d'euros de réduction de la dette nette ;
- **taux de change :** taux annuels moyens 2021 €/USD et €/BRL de 1,23 et 6,27 respectivement ;
- **tarifs régulés dans les Infrastructures France :**
  - distribution, transport et stockage : tarifs publiés par la CRE en janvier 2020,
  - regazéification : tarifs publiés par la CRE en janvier 2021 ;
- **tarifs régulés pour le gaz naturel et l'électricité en France :** répercussion complète des coûts d'approvisionnement ;
- **prix des matières premières :** prix basés sur les conditions de marché au 31 décembre 2020 (80% de la production *outright* d'électricité en Europe 2021 est couverte – prix captés : 46 euros/MWh) ;
- **climat :** conditions climatiques normalisées en France (distribution de gaz naturel et approvisionnement d'énergie + production hydroélectrique normalisée) ;
- **taux effectif d'impôt récurrent :** 25% ;
- **taux d'actualisation des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi :** basé sur les conditions du marché au 31 décembre 2020, tel que décrit dans la Note 20 des états financiers consolidés ;
- pas de changement comptable significatif par rapport à 2020 ;
- pas de changements réglementaires et macro-économiques majeurs par rapport à 2020.

6.1.1.1.2.2 Guidance 2021

La performance financière globale en 2021 devrait s'améliorer significativement après une année 2020 impactée par la crise de la Covid-19, dans l'hypothèse d'absence de nouvelles mesures de confinement majeur et d'un assouplissement progressif des mesures de restriction au cours de 2021.

Pour 2021, ENGIE prévoit un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,3 à 2,5 milliards d'euros. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros et de ROC de 5,2 à 5,6 milliards d'euros.

Prévisions par *Business line*

	Facteurs d'évolution attendus pour le ROC 2021
Renouvelables	La performance financière devrait bénéficier de la croissance aux États-Unis et en France, dont l'effet positif sera partiellement compensé par un gain moindre lié aux décisions de justice au Brésil concernant la récupération de coûts de l'énergie passés, et par la dépréciation du real brésilien
Infrastructures	Les Infrastructures devraient rester stables, l'impact de la baisse des taux de rémunération des Bases d'Actifs Régulés (BAR) en France étant compensé par le retournement de l'effet température défavorable de 2020 et par la croissance en Amérique latine
Solutions clients	Dans l'ensemble, les Solutions clients devraient connaître une forte reprise après les impacts de la crise du Covid-19 avec une reprise relativement moins rapide dans les activités Asset-light et bénéficier de l'effet relutif des cessions de SUEZ et d'EV-Box
Thermique	Normalisation attendue après une performance 2020 particulièrement solide en Europe
Supply	Forte reprise attendue après les impacts de la crise de la Covid-19 et de l'effet température négatif en 2020
Nucléaire	Performance en nette amélioration grâce à un taux de disponibilité plus élevé, compte-tenu de la fin des travaux dans le cadre des opérations à long-terme (LTO) ainsi qu'à des prix captés plus élevés

Cette guidance comprend une estimation de l'impact du froid extrême qui a frappé le Texas au début du mois. ENGIE évalue la situation qui affecte principalement les Renouvelables et le *Supply*. Dans l'ensemble, ENGIE estime actuellement l'impact net potentiel au niveau du ROC et du RNRpg entre -80 et -120 millions d'euros.

En ce qui concerne les cessions, ENGIE s'attache à les exécuter à un rythme soutenu pour simplifier le Groupe, générer de la valeur et réaffecter les produits de cession vers les priorités stratégiques. L'objectif de RNRpg défini prend en compte des cessions, en plus des transactions signées précédemment telle que la cession d'EVBox, pour environ 2 milliards d'euros ayant un effet dilutif sur le ROC pouvant atteindre 0,1 milliard d'euros.

En ce qui concerne les investissements, ENGIE prévoit d'investir entre 5,5 et 6 milliards d'euros en investissements de croissance, dont plus de 90% dédiés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux activités *Asset-based* des Solutions clients, ainsi que 4 milliards d'euros dans les investissements de maintenance et le financement des provisions nucléaires belges.

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

ENGIE informera le marché sur le plan de mise en œuvre de sa nouvelle orientation stratégique et fournira des indications à moyen terme le 18 mai 2021.

6.1.1.1.3 Proposition de dividende 2020 dans le haut de la fourchette du ratio de distribution

Le Conseil d'Administration a réaffirmé la politique de dividende du Groupe, avec une fourchette de 65 à 75% de ratio de distribution sur la base du résultat net récurrent part du Groupe.

Pour 2020, le Conseil d'Administration a proposé d'établir le ratio de distribution à 75%, dans le haut de la fourchette. Cela se traduit par un dividende de 0,53 euro par action, qui sera soumis à l'approbation des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 20 mai.

6.1.1.1.4 Point sur les actifs nucléaires en Belgique

À la suite des annonces du gouvernement belge au quatrième trimestre 2020, il a été décidé d'arrêter tous les travaux de préparation qui permettraient de prolonger de 20 ans deux unités au-delà de 2025 car il semble peu probable que cette prolongation puisse avoir lieu, compte tenu des contraintes techniques et réglementaires. Ce changement d'hypothèse de durée de vie ainsi que les modifications des scenarii de prix des commodités ont amené à comptabiliser une dépréciation de 2,9 milliards d'euros des actifs nucléaires, élément non récurrent dans le compte de résultat de 2020.

ENGIE reste engagé envers la Belgique et à contribuer à la sécurité d'approvisionnement du pays. Outre les énergies renouvelables, le Groupe développe également jusqu'à 3 GW de projets de centrales à gaz. Ces projets pourraient participer aux enchères liées à la mise en place en Belgique du marché de rémunération de capacité à l'automne prochain, une fois approuvé par les autorités européennes.

6.1.1.1.5 Une nouvelle orientation stratégique réalisée à un rythme soutenu

À la suite de l'annonce en juillet de la nouvelle orientation stratégique visant à simplifier le Groupe et à accélérer sa croissance dans les Renouvelables et les Infrastructures, ENGIE a progressé à un rythme soutenu malgré le contexte difficile.

Progrès réalisés dans la simplification du Groupe et dans une orientation stratégique plus précise avec la cession de SUEZ, le lancement des revues stratégiques et de la rationalisation

La cession de 29,9% de la participation dans SUEZ pour 3,4 milliards d'euros a été achevée en octobre, et ENGIE a initié les revues stratégiques d'une part significative des activités de Solutions clients, de GTT et d'ENGIE EPS.

En outre, ENGIE a également progressé dans la rationalisation géographique et le renforcement de ses positions dans les pays clés. L'acquisition de 7% supplémentaires dans ENGIE Energia Chile, réduisant ainsi le niveau de minoritaires dans cette société, en est une illustration.

La revue stratégique d'une partie des Solutions clients a été lancée en vue de la création potentielle d'un nouveau leader dans les services multitechniques, dont la taille rendra possible des effets d'échelle et qui bénéficiera de fortes perspectives de croissance. La consultation des employés relative à la structure de l'organisation proposée pour la nouvelle entité a été lancée en février 2021. Cette consultation devrait s'achever à la fin du deuxième trimestre 2021. Le Groupe déterminera au cours du second semestre 2021 les prochaines étapes et étudiera les futures options de détention de la nouvelle entité potentielle. ENGIE examinera toutes les options afin de maximiser la valeur et agira dans l'intérêt de toutes les parties prenantes.

Un nouveau Comité Exécutif et une organisation simplifiée

La nomination d'un nouveau Comité Exécutif a été annoncée en janvier, traduisant la volonté de mettre en place une organisation simplifiée axée sur quatre activités : Renouvelables, Infrastructures, Solutions clients et Thermique & Supply. Avec les membres du Comité Exécutif responsables des activités fonctionnelles et des projets spécifiques, la nouvelle équipe de direction est chargée de mettre en œuvre la nouvelle orientation stratégique d'ENGIE et de renforcer la culture de performance du Groupe.

6.1.1.1.6 Continuité de service et 4 milliards d'euros d'investissements de croissance malgré un contexte difficile

Sur le plan opérationnel, le Groupe a continuellement adapté ses process pour garantir la continuité des services essentiels, tout en maintenant des standards élevés en matière de santé et de sécurité. Les investissements totaux, se sont élevés à 7,7 milliards d'euros en 2020, dont 4,0 milliards d'euros d'investissements de croissance, 2,4 milliards d'euros d'investissements de maintenance et 1,3 milliard d'euros de financement des provisions nucléaires.

Voir Section 4 "Évolution de l'endettement financier net" de ce rapport d'activité.

6.1.1.1.7 Avancées sur les objectifs ESG, engagement à sortir du charbon en Europe d'ici 2025 et dans le reste du monde d'ici 2027

La neutralité carbone est au cœur de la raison d'être d'ENGIE et au centre de ses orientations stratégiques.

En 2020, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité ont été réduites de 9%, pour atteindre 68 millions de tonnes, bénéficiant principalement de la cession des centrales à charbon en Europe occidentale. ENGIE s'engage aujourd'hui à se retirer de tous les actifs au charbon en Europe d'ici 2025 et dans le monde d'ici 2027, y compris la production d'énergie à base de charbon pour les réseaux urbains de chaud et de froid.

Pour rappel, il reste 4 GW d'actifs au charbon sur un portefeuille total de production d'électricité centralisée de 101 GW.

ENGIE a également augmenté la part des énergies renouvelables dans son portefeuille, celle-ci passant de 28% à fin 2019 à 31% à fin 2020 avec l'ajout de 5 GW de capacités.

En ce qui concerne la diversité de genres, le nombre de femmes cadres a légèrement augmenté. ENGIE comptait 24% de femmes cadres à fin 2020.

6.1.1.1.8 Présentation des données opérationnelles et financières

Les activités Renouvelables, Infrastructures, Thermiques, Nucléaire et "Autres" ont fait preuve de résilience. Toutefois, en raison principalement des impacts subis au cours du premier semestre, les résultats d'ENGIE en 2020 ont fortement baissé, avec un impact de la crise de la Covid-19 sur le ROC estimé à environ 1,2 milliard d'euros. Plus de 75% de cet effet est imputable aux Solutions clients et au Supply. En outre, les températures élevées en France ont eu un impact négatif de 160 millions d'euros sur le ROC des Infrastructures et du Supply.

L'impact négatif des taux de change pour un montant total de 293 millions d'euros est principalement dû à la dépréciation du real brésilien (avec un taux moyen EUR/BRL de 5,90 en 2020 contre 4,42 en 2019, soit une dépréciation de 34%). L'effet de périmètre net négatif de 76 millions d'euros reflète principalement les cessions de Glow (Thaïlande) en mars 2019 et de 29,9% de la participation dans SUEZ en octobre 2020. L'effet de ces cessions a été partiellement compensé par l'acquisition, avec son partenaire la Caisse de Dépôt et Placement du Québec, de 90% de TAG au Brésil en juin 2019 et des 10% restants en juillet 2020, ainsi que par diverses acquisitions dans les Renouvelables (comme Renvico en Italie et en France), et dans les Solutions clients (notamment Conti aux États-Unis et Powerlines en Europe).

Le résultat récurrent net part du Groupe est conforme aux prévisions, dans le bas de la fourchette, principalement en raison des contributions en hausse des entités ayant des minoritaires (en particulier en Amérique latine) et de l'augmentation des coûts financiers, notamment en raison de l'inflation et des effets de change. Ces résultats reflètent également une hausse du taux moyen d'imposition et les effets au quatrième trimestre de la cession de 29,9% de la participation dans SUEZ.

6.1.1.1.8.1 Performance du ROC par segment reportable

La performance du ROC par segment reportable est présentée ci-dessous et détaillée dans la Section 2 "Évolution des activités du Groupe" de ce rapport d'activité.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
France	2 229	2 862	-22,1%	-22,2%
Dont France hors Infrastructures	*620*	*905*	*-31,5%*	*-32,0%*
Dont Infrastructures France	*1 609*	*1 957*	*-17,8%*	*-17,8%*
Reste de l'Europe	648	707	-8,3%	-9,9%
Amérique latine	1 542	1 696	-9,0%	+2,9%
États-Unis & Canada	124	155	-20,3%	-6,3%
Moyen-Orient, Asie & Afrique	518	619	-16,4%	+0,2%
Autres	(483)	(221)		
TOTAL	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

6.1.1.1.8.2 Performance du ROC par *Business line*

La performance du ROC par *Business line* est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Solutions clients	459	1 082	-57,5%	-57,6%
Infrastructures	2 063	2 344	-12,0%	-14,0%
Renouvelables	1 070	1 195	-10,4%	+10,8%
Thermique	1 209	1 320	-8,4%	+1,4%
Nucléaire	(111)	(314)	+64,7%	+64,7%
Approvisionnement	112	345	-67,7%	-65,5%
Autres	(224)	(154)	-45,8%	-37,5%
TOTAL	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

Les impacts estimés de la crise de la Covid-19 par *Business line* sont les suivants :

En milliards d'euros	Estimations au niveau du ROC	Nature
Solutions clients	(0,60)	Baisse des volumes vendus
Infrastructures	(0,07)	Baisse de volumes, réduction des coûts capitalisés, achats spécifiques en lien avec la crise de la Covid-19
Renouvelables	(0,05)	Perte de revenus/contrats, achats spécifiques en lien avec la crise de la Covid-19
Thermique	(0,04)	Baisse de la demande
Nucléaire	(0,06)	Baisse de la demande, dénouement des couvertures, créances douteuses, baisse des services BtoC
Approvisionnement	(0,29)	Ajustement des opérations de maintenance
Autres	(0,07)	Dépréciation de créances
TOTAL	**(1,18)**	**Impact net des économies/plans d'actions**

Ces estimations ont été préparées conformément à une méthodologie standard appliquée à l'ensemble de nos activités, et selon un processus de supervision dédié (les pertes de revenus étant intrinsèquement davantage sujettes à jugement que l'identification des coûts spécifiques encourus). Ces estimations ne concernent que les postes d'exploitation et sont présentées nettes des économies et des plans d'action compensatoires mis en œuvre par le management. Par construction, ces estimations excluent les impacts de change et de prix des matières premières encourus dans les différentes activités du Groupe, qu'ils soient positifs ou négatifs.

Renouvelables

Les Renouvelables ont réalisé une croissance organique de 11%.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 559	1 724	-9,6%	-
ROC	1 070	1 195	-10,4%	+10,8%
CAPEX	1 633	2 475	-34,0%	-
Marge DBSO (contribution au ROC) (1)	101,0	189,0	-46,6%	-
Indicateurs de performance				
Mises en services (GW à 100%)	3,0	3,0	-	-

(1) Develop, Build, Share & Operate

Le ROC des **Renouvelables** s'est élevé à 1 070 millions d'euros, soit une hausse organique de 11%. Cette croissance organique est due à l'effet positif de la décision "GFOM" au Brésil (qui correspond à la récupération de coûts de l'énergie passés à la suite de l'accord sur la renégociation du risque hydrologique finalisé fin 2020) pour environ 165 millions d'euros, à l'amélioration des prix captés pour la production hydroélectrique en France, à la hausse des volumes de production éolienne principalement due à la mise en service de nouvelles capacités, et aux premiers effets du financement par tax equity signé aux États-Unis au printemps 2020. Cette croissance organique a été partiellement compensée par la baisse des marges DBSO et par une allocation défavorable pour l'hydroélectricité au Brésil.

Malgré un contexte difficile, ENGIE a réitéré la forte performance opérationnelle de 2019 avec la mise en service de 3 GW de capacités renouvelables en 2020. En outre, le Groupe a également acquis 2 GW d'actifs opérationnels en Europe : 1,7 GW d'actifs hydroélectriques au Portugal, en partenariat avec le Crédit Agricole Assurance et Mirova, et 0,3 GW de capacités éoliennes en Italie et en France.

Au cours des deux dernières années, la capacité renouvelable d'ENGIE à 100% a augmenté de 32%, avec 6,0 GW de capacités mises en service et 2,1 GW de capacités acquises, pour atteindre 31,1 GW à fin 2020. Grâce au développement des énergies renouvelables et à ses compétences en matière de trading, ENGIE offre à l'ensemble de ses clients publics et privés des solutions de fourniture d'électricité décarbonée à des conditions commerciales et financières optimisées. À ce titre, le Groupe a encore renforcé sa position sur le marché en pleine croissance des contrats long-terme de vente d'électricité renouvelable aux entreprises ("*Green Corporate PPA*") avec plus de 1,5 GW de contrats signés en 2020.

Avec un portefeuille d'actifs éoliens et solaires relativement récent (âge moyen de 5 ans) bénéficiant de contrats à long terme (durée résiduelle moyenne de 15 ans) qui offrent de la visibilité sur les revenus, les énergies renouvelables représentent un moteur de croissance clé pour le Groupe à long terme.

3GW de capacités renouvelables actuellement en construction seront mis en service en 2021. ENGIE est en bonne position pour tenir son objectif 2019 de mettre en service 9 GW de capacités renouvelables additionnelles en 3 ans d'ici fin 2021.

ENGIE et EDP Renováveis ont finalisé la création d'Ocean Winds, une joint-venture dans le secteur de l'éolien offshore flottant et fixe. Ocean Winds sera le véhicule d'investissement exclusif de chacun des partenaires pour saisir les opportunités d'éolien en mer dans le monde entier. Elle vise à devenir l'un des cinq premiers opérateurs mondiaux d'éolien en mer en s'appuyant sur le potentiel de développement des deux partenaires. Depuis sa création, la société a déjà mis en service la première tranche d'un parc éolien en mer fixe en Belgique et WindFloat Atlantic, un parc éolien flottant de 25 MW au Portugal. Ce dernier est le premier parc éolien flottant semi-submersible au monde et constitue une réalisation majeure pour le secteur car la technologie éolienne flottante contribue à la diversification des sources d'énergie et permet d'accéder à des zones marines inexploitées.

ENGIE a annoncé la signature d'un accord avec Hannon Armstrong, groupe leader dans l'investissement de solutions respectueuses de l'environnement, pour la vente d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW de capacités renouvelables aux États-Unis. ENGIE conservera le contrôle du portefeuille et continuera d'assurer la gestion des actifs. Une fois mis en service, ce portefeuille comprendra 1,8 GW de projets éoliens terrestres et 0,5 GW de projets solaires photovoltaïques. ENGIE a sécurisé près de 2 milliards de dollars US de financement par tax equity pour ce portefeuille. Ce type de financement est le schéma habituellement utilisé aux États-Unis pour soutenir le développement des projets renouvelables. Il s'agit du financement par *tax equity* le plus important jamais réalisé aux États-Unis, ce qui démontre le succès du développement d'ENGIE sur ce marché.

ENGIE développe également des projets pour favoriser la transition énergétique à long terme : début janvier 2021, ENGIE et Total ont signé un partenariat pour développer le plus grand site français de production d'hydrogène vert à partir d'électricité 100% renouvelable. Ce partenariat est l'un des nombreux projets d'hydrogène renouvelable qu'ENGIE développe actuellement.

Les infrastructures

Les Infrastructures ont été principalement impactées par des températures élevées et des amortissements plus élevés en France ; le ROC à l'international est en forte hausse.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	3 850	4 026	+4,4%	-5,3%
ROC	2 063	2 344	+12,0%	-14,0%
CAPEX	2 502	344	+27,4%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Effet température *(ROC en millions d'euros)*	(135)	(36)	(99,0)	-
Compteurs communicants *(M)*	6,9	4,9	-	-
Impacts Covid-19 *(ROC en milliards d'euros)*	0,07	-	-	-

Le ROC des **Infrastructures** s'est élevé à 2 063 millions d'euros, soit une baisse organique de 14%.

En France, cette activité a souffert de températures anormalement élevées au cours du premier semestre et de l'effet négatif de la crise de la Covid-19 sur les volumes distribués, avec une compensation partielle due à la baisse des dépenses d'exploitation pendant le confinement. L'augmentation des amortissements (due à l'amortissement accéléré de certains actifs de distribution de gaz en France, dont l'effet est neutre sur la valeur dans le temps puisqu'il est pris en compte dans le revenu autorisé), la non-répétition d'un one-off interne positif survenu au quatrième trimestre 2019 ainsi que les premiers effets de la baisse des taux de rémunération des Bases d'Actifs Régulés (BAR) ont également contribué à la baisse du ROC des Infrastructures en France. Parmi ces impacts, les effets négatifs de volume seront compensés à moyen terme dans le cadre du mécanisme tarifaire du compte de régularisation des charges et des produits.

En Amérique latine, le ROC a bénéficié de contributions plus importantes de TAG et des deux lignes de transmission électrique actuellement en construction au Brésil. En Europe (hors France) et en Asie, les Infrastructures ont été impactées par des effets prix et température négatifs.

Dans l'ensemble, l'impact de la crise de la Covid-19 a été limité et s'est principalement concentré sur les activités de distribution, en particulier en France.

Avec une BAR d'un peu plus de 28 milliards d'euros, ENGIE est l'un des plus grands opérateurs de réseaux de gaz en Europe. Ces activités sont également en pleine expansion en Amérique latine.

Tout au long de l'année 2020, ENGIE a su maintenir un haut niveau de performance opérationnelle avec des niveaux élevés de sécurité et de fiabilité des installations en France et a atteint le taux de satisfaction client élevé de 91% pour la distribution de gaz en France. Toujours en France, parallèlement au rétablissement du niveau d'activité, le déploiement des compteurs communicants de gaz a repris avec l'installation de 2,0 millions d'unités en 2020, pour un total de 6,9 millions de compteurs installés à fin 2020.

Le développement des gaz renouvelables est un axe d'intérêt majeur pour ENGIE. Le Groupe considère que le gaz a un rôle essentiel à jouer pour permettre une transition énergétique abordable et en douceur grâce à la poursuite de l'utilisation du gaz naturel et à l'augmentation progressive de l'utilisation des gaz renouvelables tels que le biométhane et l'hydrogène. ENGIE connaît des avancées dans ce domaine. Par exemple, l'année dernière, ENGIE a connecté 91 unités supplémentaires de production de biométhane au réseau de distribution de gaz en France, qui contribuent dorénavant à une production annuelle de 3,9 TWh, ce qui équivaut à la consommation annuelle de gaz d'environ 1 million de nouveaux logements individuels en France. ENGIE a également commencé à adapter les réseaux de transport de gaz existants en mettant en service trois installations de capacité de rebours en 2020, qui permettent au biométhane de passer du réseau de distribution aux infrastructures de stockage.

En Amérique latine, après l'acquisition de 90% de TAG en juin 2019, ENGIE, avec son partenaire la Caisse de Dépôt et Placement du Québec, a acquis les 10% restants en juillet 2020. En outre, deux lignes de transmission d'électricité au Brésil sont en cours de construction par le Groupe : Gralha Azul (1 000 kilomètres) et Novo Estado (1 800 kilomètres). Les deux projets comprennent la construction de nouvelles sous-stations et la modernisation de sous-stations existantes et devraient être mis en service au cours du second semestre 2021.

Solutions clients

Les Solutions clients ont connu une forte reprise au second semestre après un premier semestre impacté par la crise de la Covid-19.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brut *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	20 101	20 957	-4,1%	-6,4%
ROC	459	1 082	-57,6%	-57,6%
CAPEX	992	1 624	-38,8%	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Carnet de commandes – projets *(en milliards d'euros)*	12	11	+5,4%	-
DHC – capacité installée nette *(GW)*	15,2	13,9	+9,4%	-
Impacts Covid-19 *(ROC en milliards d'euros)*	0,60	-	-	-

L'impact sur le chiffre d'affaires des **Solutions clients** a été relativement plus faible que sur le ROC, qui a significativement diminué, principalement en raison de la crise de la Covid-19, dont l'impact total est estimé à environ 600 millions d'euros pour 2020.

Les activités *Asset-light* ont subi un fort impact de la crise de la Covid-19, notamment en Europe et aux États-Unis, principalement du fait de la perte de revenus et d'achats spécifiques supplémentaires. Les mesures de réduction et de variabilisation des coûts ont permis une réduction des dépenses d'exploitation d'environ 0,3 milliard d'euros.

La crise de la Covid-19 a eu un impact important sur les résultats de SUEZ, et les résultats reflètent également la cession de 29,9% de la participation dans SUEZ début octobre 2020.

Hors effet température défavorable, les activités de réseaux de chaleur et de froid ainsi que les activités de production d'énergie décentralisée ont été résilientes.

La performance du second semestre 2020 a montré une reprise avec des résultats similaires à ceux de second semestre 2019, hors effet de la cession de SUEZ au quatrième trimestre 2020. Les restrictions ayant été assouplies en France au second semestre et les niveaux d'activité ayant été plus élevés, les impacts sur les résultats liés à la crise de la Covid-19 ont été beaucoup plus faibles. En outre, les Solutions clients ont également continué à bénéficier des actions de réductions des coûts initiées au deuxième trimestre.

Sur le plan opérationnel, le carnet de commandes des activités de projet (*Asset-light*) est plus important que celui de 2019 du fait de projets reportés ainsi que grâce aux acquisitions réalisées. L'évolution positive de cet indicateur offre une bonne visibilité pour 2021, sous réserve des restrictions liées à la crise de la Covid-19.

Porté par les objectifs de décarbonisation et la croissance des solutions d'efficacité énergétique, ENGIE voit un fort potentiel de croissance pour les réseaux de chaud et de froid, la production d'énergie décentralisée et la mobilité verte au sein des activités *Asset-based*. Le Groupe occupe déjà une position de leader dans ces activités. Dans les réseaux de chaud et de froid, ENGIE est un des leaders mondiaux avec 100 réseaux de froid d'une puissance totale installée de 6,1 GW, et 300 réseaux de chauffage de tailles diverses qui fournissent 19 TWh par an.

ENGIE connaît également une croissance rapide dans le domaine de la mobilité verte et exploite plus de 50 000 points de recharge de véhicules électriques.

ENGIE a annoncé en décembre 2020 que le groupe EVBox, une *start-up* acquise en 2017 et aujourd'hui l'un des principaux fournisseurs mondiaux de solutions de recharge intelligentes pour les véhicules électriques, serait coté au NYSE dans les semaines à venir, après la finalisation d'une transaction par le biais d'une SPAC (*Special Purpose Acquisition Company*). Cette transaction combinerait liquidités et capital. ENGIE conserverait une participation de plus de 40% dans EVBox.

Cette transaction devrait entraîner une diminution de la dette nette d'environ 0,2 milliard d'euros et EVBox ne serait plus consolidée par intégration globale, mais comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

Thermique

Les activités Thermique ont enregistré une croissance organique de 1% malgré d'importants *one-offs* positifs en 2019.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	1 646	1 763	-6,6%	+2,3%
ROC	1 209	1 320	-8,4%	+1,4%

Le ROC des activités **Thermique** s'est élevé à 1 209 millions d'euros, soit une hausse organique de 1%, malgré la non-répétition des *one-offs* opérationnels favorables en 2019, principalement des indemnités compensatoires au Brésil et au Chili. Le ROC des activités Thermiques a subi un impact limité de la crise de la Covid-19, pour environ 40 millions d'euros, principalement en raison d'une baisse de la demande au Chili et au Pérou. Ces effets négatifs ont été compensés par une meilleure performance de la flotte européenne des actifs thermiques gaz *merchant* grâce à un niveau plus élevé de revenus ancillaires, principalement en Italie, ainsi qu'à des *spreads* captés plus élevés dans toute l'Europe. Le ROC du Thermique a également bénéficié de la meilleure performance des activités contractées de production d'électricité au Moyen-Orient, de l'impact en année pleine de la mise en service de la centrale de Pampa Sul au Brésil en juin 2019 et de l'augmentation des volumes vendus avec des marges plus élevées au Brésil.

Dans l'ensemble, les activités Thermique ont fait preuve d'une forte résilience, à la fois grâce à un profil hautement contracté en dehors de l'Europe et grâce à la valeur d'optionnalité de la flotte *merchant* en Europe.

En août et novembre 2020, la remise en service de deux unités à cycle combiné aux Pays-Bas pour 0,7 GW a montré la flexibilité de la flotte thermique permettant de tirer parti des opportunités du marché.

En juin 2020, la vente d'une participation minoritaire dans le cycle combiné gaz *merchant* Astoria Energy à New York a été finalisée.

En mars 2020, la mise en service de la centrale à gaz de 1,5 GW de Fadhili, une centrale de cogénération en Arabie Saoudite, dont les revenus sont contractés et dans laquelle ENGIE détient une participation de 40%, a réaffirmé la position de leader d'ENGIE en tant que producteur d'électricité indépendant au Moyen-Orient.

Supply

La performance du *Supply* a été affectée par la crise de la Covid-19 et des températures élevées.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	439	638	-31,2%	-
ROC	112	345	-67,7%	-65,5%
Effet température en France *(ROC en millions d'euros)*	(84)	(24)	(61,0)	-
Impacts Covid-19 *(ROC en milliards d'euros)*	0,29	-	-	-

Le ROC du ***Supply*** a baissé significativement de -233 millions d'euros à 112 millions d'euros. La performance financière a été fortement impactée par la crise de la Covid-19 (env. -290 millions d'euros d'effet net) en Europe et aux États-Unis en raison de la baisse de la consommation de gaz et d'électricité pendant les périodes de confinement (clients *BtoB* principalement). Cette baisse brutale et inattendue de la demande a entraîné un effet volume négatif, du fait des marges correspondantes non comptabilisées, ainsi qu'un effet de prix négatif, car les couvertures afférentes aux volumes prévus ont dû être dénouées dans un contexte de prix de marché en baisse. Les services aux clients *BtoC* ont également fortement baissé pendant les périodes de confinement et, en raison du contexte économique, le niveau des créances douteuses a augmenté. Les températures élevées en France et au Benelux ont également contribué à cette forte baisse.

Ces effets n'ont été que marginalement compensés par divers *one-offs*, des mesures d'atténuation de la crise de la Covid-19, de meilleurs résultats en Roumanie et des marges gaz *BtoC* plus élevées en France.

Sur le plan opérationnel, le nombre de contrats d'électricité *BtoC* a augmenté de 186 000 en 2020, ce qui a contribué à la stabilité du nombre total de contrats *BtoC* à 24,4 millions.

Nucléaire

ROC en amélioration principalement grâce à de meilleurs prix captés.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
EBITDA	415	192	+111,6%	+111,6%
ROC	(111)	(314)	+64,7%	+64,7%
CAPEX	1 740,0	636,0	-	-
Indicateurs de performance opérationnelle				
Production (Belgique + France, proport., TWh)	36,5	41,7	-5,2 TWh	-
Disponibilité (Belgique à 100%)	+62,6%	+79,4%	-1680 bps	-

Le ROC des activités **Nucléaires** s'est établi à -111 millions d'euros, en hausse organique de 65%. Ces activités ont bénéficié d'un effet prix positif et d'une baisse des coûts d'exploitation.

Ces effets positifs ont été partiellement compensés par une baisse des volumes due aux arrêts de maintenance planifiés pour la prolongation de la durée de vie de Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, ainsi que par l'augmentation des amortissements. L'impact de la crise de la Covid-19 sur le ROC des activités Nucléaires s'est élevé à environ -60 millions d'euros.

Autres

Le ROC des activités **"Autres"** s'est élevé à -224 millions d'euros, en baisse de -70 millions d'euros par rapport à 2019.

La comparaison d'une année sur l'autre est affectée par l'effet positif de la vente partielle d'un contrat de fourniture de gaz en 2019 et par l'impact de la crise de la Covid-19 dû à des créances douteuses pour GEM (Global Energy Management). Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par les bonnes performances de GEM dans un contexte de forte volatilité des marchés, particulièrement durant le premier semestre, et par la contribution plus élevée de GTT grâce à une prise de commandes passée élevée.

6.1.1.1.9 Une position financière et un niveau de liquidités solides

ENGIE a porté une attention particulière au maintien d'un niveau important de liquidité qui s'élève à 23,0 milliards d'euros (trésorerie nette + lignes de crédit non tirées – en-cours de billets de trésorerie), dont 13,3 milliards d'euros de liquidités, au 31 décembre 2020.

ENGIE occupe une position de leader sur le marché des obligations vertes avec 12 milliards d'euros d'obligations vertes émises depuis 2014. Grâce à une gestion continue des obligations hybrides, ENGIE a un en-cours moyen de 3,9 milliards d'euros avec un coupon total actuel de 100 millions d'euros par an, en baisse d'environ -28% depuis 2017.

L'évolution de l'endettement financier net du Groupe est détaillée dans la Section 4 "Évolution de l'endettement financier net" de ce rapport d'activité

Notation de crédit

ENGIE a conservé une notation de crédit "*strong investment grade*" :

- Le 9 novembre 2020, Moody's a abaissé sa notation de crédit long-terme à Baa1 avec une perspective stable.
- Le 24 septembre 2020, Fitch a confirmé sa notation de crédit long-terme à A et a abaissé sa perspective de stable à négative.
- Le 24 avril 2020, S&P a abaissé sa notation crédit long terme à BBB+ et sa notation crédit court terme à A-2.

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**55 751**	**60 058**	**-7,2%**	**-5,7%**
EBITDA	**9 276**	**10 366**	**-10,5%**	**-6,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 698)	(4 547)		
Résultat opérationnel courant (ROC)	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**	**-16,4%**

Évolution du chiffre d'affaires

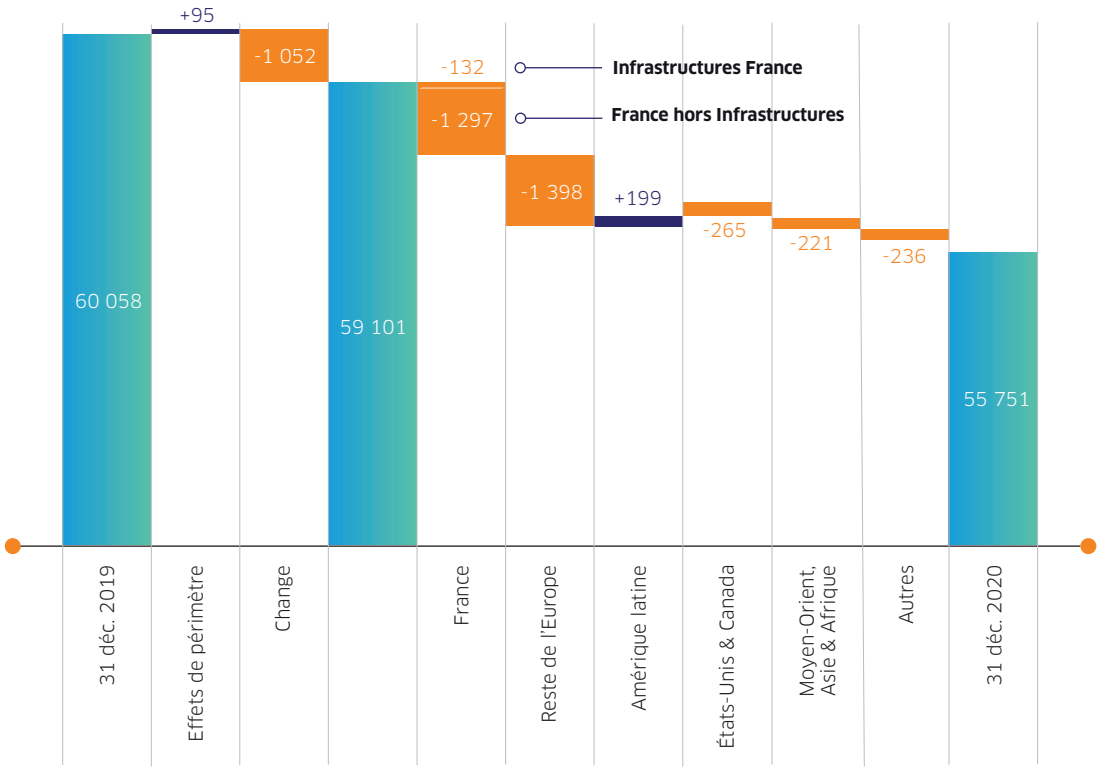
Le **chiffre d'affaires** s'élève à 55,8 milliards d'euros, en baisse de 7,2% en brut et de 5,7% en organique.

La baisse brute du chiffre d'affaires comprend un effet de change négatif, principalement dû à la dépréciation du real brésilien par rapport à l'euro et, dans une moindre mesure, à la dépréciation du dollar US, des pesos mexicain et argentin par rapport à l'euro, qui n'ont été que partiellement compensées par un effet périmètre net positif. Cet effet périmètre comprend diverses acquisitions dans les Solutions clients, principalement Powerlines en Europe et Conti aux États-Unis, partiellement compensées par les cessions de la participation de Glow en Thaïlande en mars 2019, des activités de *Supply BtoC* au Royaume-Uni au début de l'année 2020 et des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas.

La baisse organique du chiffre d'affaires est en grande partie due à la crise de la Covid-19 affectant principalement les Solutions clients et le *Supply* dans toutes les zones géographiques. Les températures élevées ont aussi affecté les revenus du *Supply* en Europe et en Australie, des activités de distribution de gaz en France et, dans une moindre mesure, des activités *Asset-based* des Solutions clients.

Cette baisse n'a été que partiellement compensée par l'augmentation des revenus au Brésil grâce aux revenus de construction des lignes de transmission d'électricité (Gralha Azul et Novo Estado) ainsi qu'à la première année complète d'exploitation de la centrale thermique de Pampa Sul. En France, des effets volume et prix sur les ventes d'électricité ont également partiellement compensé cette baisse.

En millions d'euros



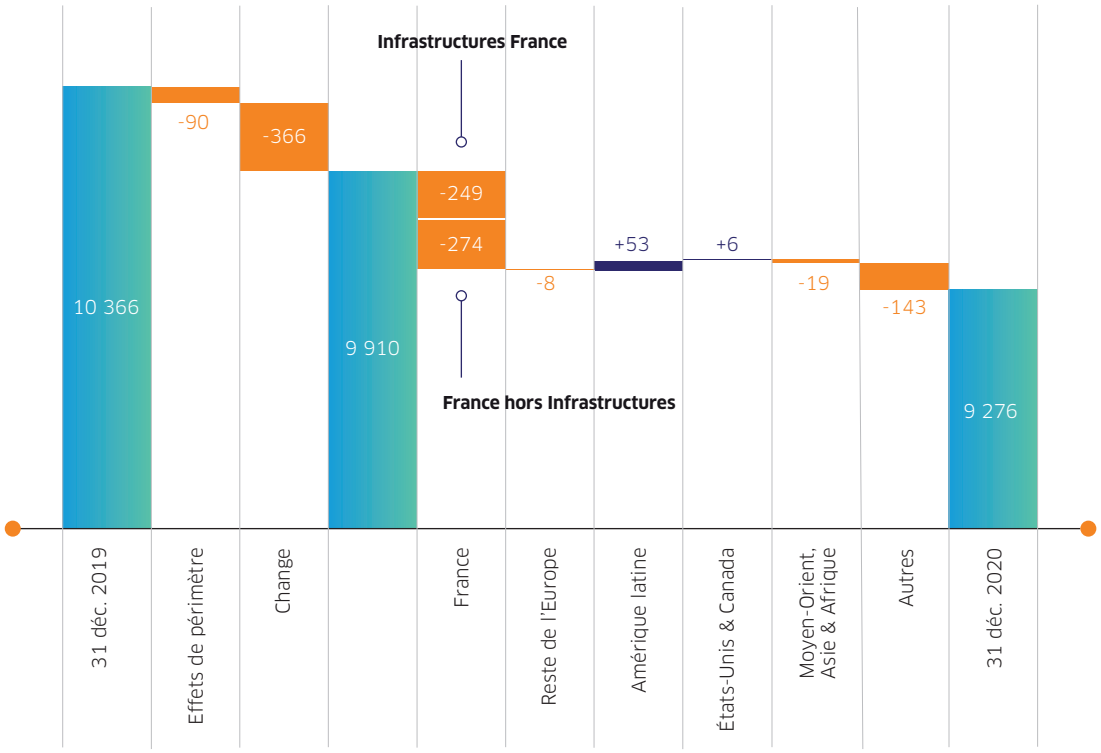
Évolution de l'EBITDA

L'**EBITDA** s'élève à 9,3 milliards d'euros, en baisse de 10,5% en brut et de 6,5% en organique.

Ces variations brutes et organiques sont globalement en ligne avec la baisse du résultat opérationnel courant (ROC), à l'exception de l'augmentation des amortissements non pris en compte dans l'EBITDA. Cette augmentation provient de l'accroissement de l'actif de démantèlement nucléaire résultant de la révision triennale des provisions nucléaires belges intervenue fin 2019, des travaux dans le cadre des opérations à long terme (LTO) des réacteurs belges de première génération et de l'amortissement de certains actifs de distribution de gaz en France.

En outre, le plan Lean 2021 a continué de produire des résultats aux niveaux de l'EBITDA et du ROC, qui sont actuellement légèrement supérieurs aux objectifs.

En millions d'euros



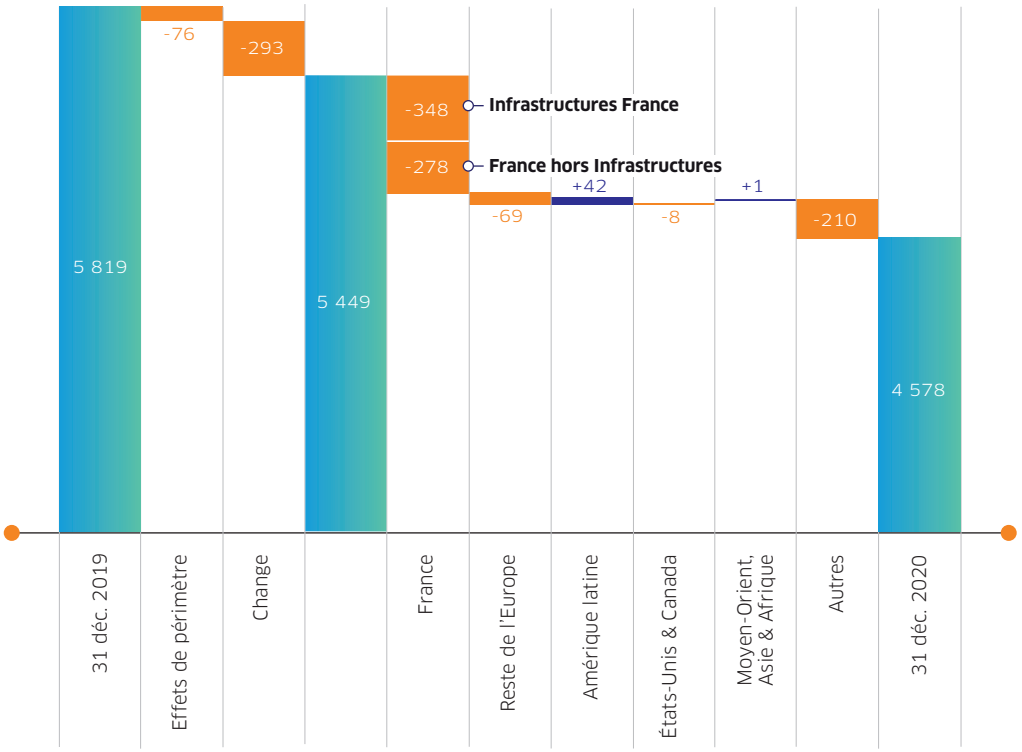
Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2020
France	750	3 291	389	-	-	250	-	4 680
Reste de l'Europe	361	114	140	531	415	190	-	1 750
Amérique latine	17	445	897	600	-	54	-	2 014
États-Unis & Canada	59	2	97	46	-	39	1	245
Moyen-Orient, Asie & Afrique	59	4	75	472	-	(10)	-	600
Autres	(38)	(6)	(41)	(3)	-	(84)	159	(14)
TOTAL EBITDA	**1 208**	**3 850**	**1 559**	**1 646**	**415**	**439**	**159**	**9 276**

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2019
France	959	3 537	422	-	-	294	-	5 212
Reste de l'Europe	578	137	151	443	192	255	-	1 757
Amérique latine	35	341	1 035	748	-	62	-	2 221
États-Unis & Canada	42	1	70	32	-	63	61	269
Moyen-Orient, Asie & Afrique	44	16	94	564	-	6	-	725
Autres	178	(8)	(48)	(23)	-	(42)	125	182
TOTAL EBITDA	**1 836**	**4 026**	**1 724**	**1 763**	**192**	**638**	**186**	**10 366**

Évolution du résultat opérationnel courant (ROC)

En millions d'euros



Matrice par géographies/*Business Lines*

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2020
France	363	1 610	150	-	-	106	-	2 229
Reste de l'Europe	131	71	87	370	(111)	100	-	648
Amérique latine	(3)	384	750	359	-	53	-	1 542
États-Unis & Canada	24	2	62	43	-	(8)	1	124
Moyen-Orient, Asie & Afrique	41	3	65	441	-	(32)	-	518
Autres	(97)	(6)	(43)	(3)	-	(109)	(225)	(483)
TOTAL ROC	**459**	**2 063**	**1 070**	**1 209**	**(111)**	**112**	**(224)**	**4 578**

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2019
France	575	1 957	182	-	-	149	-	2 862
Reste de l'Europe	347	96	96	293	(314)	189	-	707
Amérique latine	(1)	284	851	501	-	61	-	1 696
États-Unis & Canada	8	1	47	26	-	25	49	155
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	14	70	523	-	(13)	-	619
Autres	129	(8)	(50)	(23)	-	(65)	(203)	(221)
TOTAL ROC	**1 082**	**2 344**	**1 195**	**1 320**	**(314)**	**345**	**(154)**	**5 819**

6.1.1.2.1 France

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**20 295**	**21 423**	**-5,3%**	**-6,7%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**21 580**	**22 736**	**-5,1%**	
EBITDA	**4 680**	**5 212**	**-10,2%**	**-10,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 451)	(2 350)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**2 229**	**2 862**	**-22,1%**	**-22,2%**

6.1.1.2.1.1 France hors Infrastructures

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**14 856**	**15 854**	**-6,3%**	**-8,2%**
EBITDA	**1 391**	**1 673**	**-16,9%**	**-16,9%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(771)	(768)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**620**	**905**	**-31,5%**	**-32,0%**

Volumes d'énergie vendus

En TWh	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Ventes de gaz	74,4	83,2	-10,6%
Ventes d'électricité	39,6	38,8	+2,1%

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en TWh)*
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(6,7)	(1,9)	(4,8)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France hors Infrastructures s'établit à 14 856 millions d'euros, en baisse brute de 6,3% et de 8,2% en organique. La baisse organique est imputable aussi bien aux Solutions Clients – affectées par la crise de la Covid-19 mais aussi par le climat et les prix – qu'au *Supply*, avec des effets prix et volume négatifs sur les ventes de gaz, lesquelles ont souffert des températures élevées au premier semestre. Ce recul n'a été que partiellement compensé par des effets prix et volume positifs sur les ventes d'électricité, mais les acquisitions à fin 2019 dans les Solutions clients (notamment celles de Powerlines et de Pierre Guérin) et la bonne performance des énergies renouvelables ont toutefois permis de l'atténuer en partie.

Par rapport à 2019, les volumes de ventes de gaz dans le segment *BtoC* diminuent de 8,8 TWh, dont 4,8 TWh sont imputables à un effet température négatif et dont le reste découle de la fin des tarifs réglementés du gaz. Le portefeuille d'électricité *BtoC* enregistre une progression de 0,9 TWh des ventes, en ligne avec la croissance de son portefeuille de clients. Les volumes vendus par France Renouvelables ont eux aussi augmenté de 0,1 TWh.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 620 millions d'euros, en recul brut de 31,5% et de 32,0% en organique. Cette baisse organique résulte de la crise de la Covid-19, de marges de cession plus faibles dans les renouvelables, et de l'effet défavorable des températures élevées sur le Supply et les Solutions clients. Ces baisses ont été partiellement compensées par une augmentation de la production électrique d'origine éolienne et une hausse des prix pour la production hydroélectrique.

6.1.1.2.1.2 Infrastructures France

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**5 439**	**5 569**	**-2,3%**	**-2,4%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 359	6 548	-2,9%	
EBITDA	**3 290**	**3 539**	**-7,0%**	**-7,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 681)	(1 582)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 609**	**1 957**	**-17,8%**	**-17,8%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures France s'établit à 5 439 millions d'euros, en recul brut de 2,3%. Ce recul s'explique par l'activité de distribution, qui a été principalement affectée par des températures élevées records cet hiver, par le ralentissement de la construction et la baisse des volumes du fait de la crise de la Covid-19, ainsi que par une baisse du chiffre d'affaires des activités de stockage, impactées par le nouveau tarif ATS2 en vigueur depuis le

1er avril en France. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par les modifications tarifaires intervenues sur les activités de transport et de distribution en 2019 et 2020, ainsi que par la hausse des volumes de regazéification.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 609 millions d'euros pour la période, en baisse de 17,8% en brut. Outre la baisse de chiffre d'affaires précitée, le résultat opérationnel courant des Infrastructures a été impacté par l'accélération des amortissements dans la distribution et par des effets ponctuels positifs fin 2019. Ces effets négatifs ont été partiellement compensés par une baisse des dépenses d'énergie.

6.1.1.2.2 Reste de l'Europe

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**15 655**	**17 267**	**-9,3%**	**-8,2%**
EBITDA	**1 750**	**1 757**	**-0,4%**	**-0,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 102)	(1 050)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**648**	**707**	**-8,3%**	**-9,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Reste de l'Europe s'élève à 15 655 millions d'euros, en recul brut de 9,3%, principalement du fait des activités *Supply*, Solutions clients et Thermique. Compte tenu de l'impact défavorable de la cession, au début de l'année, de l'activité *Supply BtoC* au Royaume-Uni et d'actifs charbon en Allemagne et aux PaysBas, le chiffre d'affaires marque une baisse organique de 8,2%.

Les activités *Supply* enregistrent un recul organique, en raison de la baisse des volumes due à l'effet climatique défavorable et à la baisse de la consommation liée à la crise de la Covid-19. Les activités de Solutions clients *Asset-Light* ont été fortement affectées par la contraction de l'activité résultant de la crise de la Covid-19, surtout en Belgique et au Royaume-Uni, et ce, notamment au premier semestre.

Le **résultat opérationnel courant** ressort à 648 millions d'euros. Ce repli brut de 59 millions d'euros, principalement imputable aux Solutions clients et au *Supply* a été en partie compensé par les activités Nucléaire et Thermique.

Les **Solutions clients** enregistrent une forte baisse de la contribution des activités *Asset-Light*, notamment au Royaume-Uni, au Benelux et en Italie, principalement sous l'effet de la crise de la Covid-19. Le ***Supply*** a souffert des températures élevées et de l'impact du coronavirus qui ont entraîné une baisse de la consommation des clients professionnels *BtoB* et *BtoC* ; ce recul a été partiellement contrebalancé par une meilleure performance de l'activité *Supply* en Roumanie. La contribution des **Infrastructures** baisse en Roumanie du fait d'un effet climatique défavorable, de l'impact de la crise de la Covid-19 sur les volumes et des réductions du taux de rémunération réglementé. Par ailleurs, les activités **Nucléaire** ont bénéficié de marges énergie plus élevées – principalement grâce à un effet prix positif et à une hausse de la contribution du nucléaire français, partiellement neutralisés par la baisse des volumes liée à l'arrêt des projets visant à prolonger de la durée de vie des unités de Doel 1 et Doel 2 – et d'une baisse des charges d'exploitation, qui ont été en partie compensées par une hausse des amortissements. Malgré la cession des actifs de production à base de charbon en 2019, les activités **Thermique** enregistrent également une hausse par rapport à 2019, grâce aux bonnes performances de l'Italie, ainsi qu'à la hausse des *spreads* et des services ancillaires. Les bonnes performances des activités **Renouvelables** ont principalement été portées par la contribution du portefeuille éolien de Renvico en Italie, dont l'acquisition remonte au début de l'année.

6.1.1.2.3 Amérique latine

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**4 774**	**5 341**	**-10,6%**	**+4,4%**
EBITDA	**2 014**	**2 221**	**-9,3%**	**+2,8%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(472)	(525)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**1 542**	**1 696**	**-9,0%**	**+2,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 4 774 millions d'euros, en baisse de 10,6% en brut et en hausse de 4,4% en organique. Le recul brut comprend des effets de change négatifs au Brésil, avec une dépréciation de 34% de l'EUR/BRL moyen et des effets du même type dans le reste de l'Amérique latine (dépréciation du dollar américain, du peso argentin et du peso mexicain). Au Brésil, le chiffre d'affaires a progressé en organique grâce à la montée en puissance de la construction de Gralha Azul et des lignes de transmission électrique de Novo Estado (Infrastructures) et grâce à la première année complète d'exploitation de Pampa Sul (Thermique). Dans la BU Amérique latine, le chiffre d'affaires marque une baisse en organique, principalement en raison du tassement de l'activité des services Thermique et *Asset-Light* dans l'ensemble des pays de la zone, du fait de la crise de la Covid-19. Le chiffre d'affaires est également impacté par une baisse des prix des matières premières dans le Thermique au Chili, une diminution des prix des contrats long terme de vente d'électricité au Pérou et un recul des prix dans l'activité de fourniture de gaz *BtoB* (sans impact sur le résultat opérationnel courant) au Mexique.

Le **résultat opérationnel courant** atteint 1 542 millions d'euros, en recul brut de 9,0% et de 2,9% en organique. La baisse brute comprend l'important effet de change négatif au Brésil et, dans une moindre mesure, en Amérique latine, partiellement compensé par l'effet de périmètre positif lié à l'acquisition, en juin 2019, de notre réseau de transport de gaz au Brésil (TAG). En organique, le Brésil enregistre une augmentation significative (28,9%), principalement grâce aux Renouvelables, avec la contribution du gain de compensation "GFOM" (compensation des producteurs hydrauliques au titre des pertes passées suite à leur déclassement dans l'ordre de mérite), et aux Infrastructures, qui bénéficient d'une meilleure performance de TAG et de la marge de construction des lignes de transmission électrique. Le Thermique est relativement stable au Brésil, les effets ponctuels de 2019 (indemnités compensatoires sur la centrale de Pampa Sul) étant neutralisés par la hausse de production à base de charbon et la première année complète d'exploitation de Pampa Sul. Outre le Brésil, le repli organique s'explique principalement par un *one-off* positif en 2019 au Chili (indemnités compensatoires au titre de retards dans la centrale IEM) qui vient contrebalancer une hausse des volumes en 2020, par la baisse de la demande d'électricité et des prix des contrats long terme de vente d'électricité au Pérou, ainsi que par la diminution des volumes de gaz distribués en Argentine et au Mexique.

6.1.1.2.4 États-Unis & Canada

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**4 229**	**4 457**	**-5,1%**	**-6,2%**
EBITDA	**245**	**269**	**-8,8%**	**+2,8%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(121)	(113)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**124**	**155**	**-20,3%**	**-6,3%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur États-Unis & Canada s'établit à 4 229 millions d'euros, en recul brut de 5,1% et en repli organique de 6,2%. Le recul brut s'explique principalement par l'expiration d'un ancien contrat de GNL en 2019, par l'impact de la crise de la Covid-19 sur les activités Solutions clients et *Supply*, et par des effets de change négatifs. Cette baisse est partiellement neutralisée par la hausse du chiffre d'affaires des projets portant sur les universités américaines et les énergies renouvelables, qui progressent, et par les effets de périmètre, en 2020, liés aux acquisitions récentes dans les Solutions clients, notamment Conti.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 124 millions d'euros, en baisse de 20,3% en brut et de 6,3% en organique. La baisse brute s'explique principalement par l'impact de la crise de la Covid-19, notamment dans le *Supply*, et par la fin du contrat de GNL précité. Ces effets ont été partiellement neutralisés par les contributions de plusieurs projets renouvelables mis en service depuis l'année dernière hors cession de DBSO en 2019 et par une amélioration dans les activités Thermique.

6.1.1.2.5 Moyen-Orient, Asie & Afrique

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**2 382**	**2 937**	**-18,9%**	**-8,6%**
EBITDA	**600**	**725**	**-17,2%**	**-3,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(82)	(106)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**518**	**619**	**-16,4%**	**+0,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Moyen-Orient, Asie & Afrique atteint 2 382 millions d'euros, ce qui représente une diminution brute de 18,9% et un recul organique de 8,6%. Ce repli brut s'explique principalement par la cession de Glow (Thaïlande) en mars 2019, par des effets de change négatifs et par une baisse organique. En organique, le Thermique enregistre un recul principalement dû à la mise sous cocon de la centrale électrique de Baymina en Turquie et des effets prix en Asie-Pacifique. Les activités Solutions clients et *Supply* ont toutes deux été impactées par la crise de la Covid-19 en Australie, outre les conditions climatiques peu favorables qui ont affecté le *Supply*.

Les ventes d'électricité sont passé de 16,6 TWh à 14,7 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la mise sous cocon de la centrale électrique de Baymina.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 518 millions d'euros, en recul brut de 16,4% et en hausse de 0,2% en organique. La baisse brute s'explique notamment par l'impact négatif de la cession de Glow. En organique, le **résultat opérationnel courant** reste stable grâce aux Solutions Clients (et notamment Tabreed, fournisseur de systèmes de chauffage et refroidissement urbain au Moyen-Orient). Cet effet positif est neutralisé par l'activité *Supply* en Afrique et en Australie (affectée par la crise de la Covid-19) ainsi que par la baisse des résultats de l'activité Infrastructures en Thaïlande à la suite du repli des cours du pétrole. La performance globalement stable de l'activité Thermique, avec un recul en Asie-Pacifique, à Pelican Point principalement (baisse des prix et des provisions), a été entièrement contrebalancée par la bonne performance du portefeuille thermique dans le Golfe.

6.1.1.2.6 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*	Variation organique *(en %)*
Chiffre d'affaires	**8 417**	**8 633**	**-2,5%**	**-2,7%**
EBITDA	**(14)**	**182**	**-107,5%**	**-107,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(469)	(404)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**(483)**	**(221)**	**-118,4%**	**-78,2%**

Le secteur reportable Autres englobe (i) GEM, (ii) Entreprises & Collectivités (E&C), (iii) Tractebel, (iv) GTT, (v) les *New business*, ainsi que (vi) les activités holdings et *corporate* du Groupe, qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution des entreprises associées SUEZ (jusqu'à début octobre 2020) et Touat B.V.

Le **chiffre d'affaires** de ce secteur s'élève à 8 417 millions d'euros, en recul brut de 2,5% par rapport à l'an dernier, principalement en raison de GEM, avec la diminution des prix du gaz dans les opérations de marché, ainsi qu'en raison de l'effet ponctuel positif découlant de la vente partielle, en 2019, d'un contrat de fourniture de gaz à Shell. La diminution des ventes E&C découlant de la crise de la Covid-19 et de la douceur des températures a été compensée en grande partie par la croissance du portefeuille. Ces impacts ont été partiellement neutralisés par l'augmentation du chiffre d'affaires de GTT, dont le carnet de commande a enregistré une croissance historique.

Le **résultat opérationnel courant** est négatif, pour 483 millions d'euros, soit une baisse de 262 millions d'euros par rapport à 2019. Cette baisse résulte principalement des répercussions de la crise de la Covid-19 sur SUEZ et E&C, également affectées par la douceur des températures. GEM a été impacté par la crise de la Covid-19, effet partiellement contrebalancé par la performance solide des activités de marché sur fond de volatilité élevée durant l'année (notamment au 1er semestre). Le résultat opérationnel courant est également en baisse pour les *New business* et Tractebel. Ces effets négatifs ont été en partie compensés par une contribution plus forte de GTT.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

La réconciliation du Résultat opérationnel courant (ROC) au Résultat net se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation brute *(en %)*
Résultat opérationnel courant (ROC)	**4 578**	**5 819**	**-21,3%**
(+) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	199	(426)	
(+) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(137)	(93)	
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**	**-12,4%**
Pertes de valeur	(3 551)	(1 770)	
Restructurations	(343)	(218)	
Effets de périmètre	1 640	1 604	
Autres éléments non récurrents	(886)	(1 240)	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**1 501**	**3 676**	**-59,2%**
Résultat financier	(1 678)	(1 387)	
Impôts sur les bénéfices	(715)	(640)	
RÉSULTAT NET	**(893)**	**1 649**	**-154,1%**
Résultat net récurrent part du Groupe	**1 703**	**2 683**	
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**644**	**664**	

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. 2020	31 déc. 2019
Résultat net récurrent part du Groupe	**1 703**	**2 683**
Pertes de valeur et autres	(4 736)	(2 659)
Restructurations	(343)	(218)
Effets de périmètre	1 640	1 604
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	199	(426)
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 1 501 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2019 principalement en raison (i) de pertes de valeur plus importantes, (ii) d'une dégradation du résultat opérationnel, (iii) partiellement compensés par de moindres autres éléments non récurrents.

Le RAO est impacté par :

- des pertes de valeurs nettes de 3 551 millions d'euros (contre 1 770 millions d'euros au 31 décembre 2019) portant essentiellement sur les actifs nucléaires en Belgique (2 860 millions d'euros) dû à la révision des probabilités d'extension de la durée de vie de certaines centrales au-delà de 2025 ainsi qu'à la mise à jour des scénarios de prix d'électricité à long terme (cf. Note 9.1) ;
- des charges de restructuration de 343 millions d'euros (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2019) (cf. Note 9.2) ;
- des "Effets de périmètre" qui s'élèvent à +1 640 millions d'euros comprenant notamment le résultat de cession de 29,9% de la participation d'ENGIE dans SUEZ (cf. Note 9.3) ;
- des "Autres éléments non récurrents" pour un montant de -886 millions d'euros comprenant notamment pour -726 millions l'impact comptable initial de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 ainsi que les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels (cf. Note 9.4).

Le **résultat financier** s'élève à -1 678 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre -1 387 millions d'euros au 31 décembre 2019 (cf. Note 10) en dépit d'un coût moyen de la dette brute stable, en raison d'une moindre rémunération de la trésorerie et d'effets de change défavorables.

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2020 s'établit à -715 millions d'euros (contre -640 millions d'euros au 31 décembre 2019). Retraité des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 32,5% en 2020 contre 28,2% en 2019, porté principalement par la révision de certaines positions d'impôts différés à l'aune de la mise à jour des prévisions de résultats taxables ou d'évolutions réglementaires dans certaines géographies. Le taux effectif d'impôt total est en forte baisse (-98,1% contre 35,8% en 2019), impacté également par la non-déductibilité de l'essentiel des pertes de valeurs enregistrées sur la période et par l'évolution des provisions pour risques fiscaux.

Le **résultat net récurrent, part du Groupe**, s'élève à 1,7 milliard d'euros contre 2,7 milliards d'euros au 31 décembre 2019. Cette baisse est principalement due à la baisse du résultat opérationnel courant et du résultat financier récurrent, ainsi qu'à la hausse du taux effectif d'impôt récurrent de 28,2% à 32,5%.

Le **résultat net part du Groupe** est de -1,5 milliard d'euros, en baisse de 2,5 milliards d'euros en raison principalement de la baisse du résultat net récurrent et de pertes de valeur (3,6 milliards d'euros au total) plus élevées principalement liées au changement d'hypothèse de durée de vie des réacteurs nucléaires belges ainsi qu'à l'extension de la comptabilité en juste valeur à un contrat de gaz européen et à ses actifs liés.

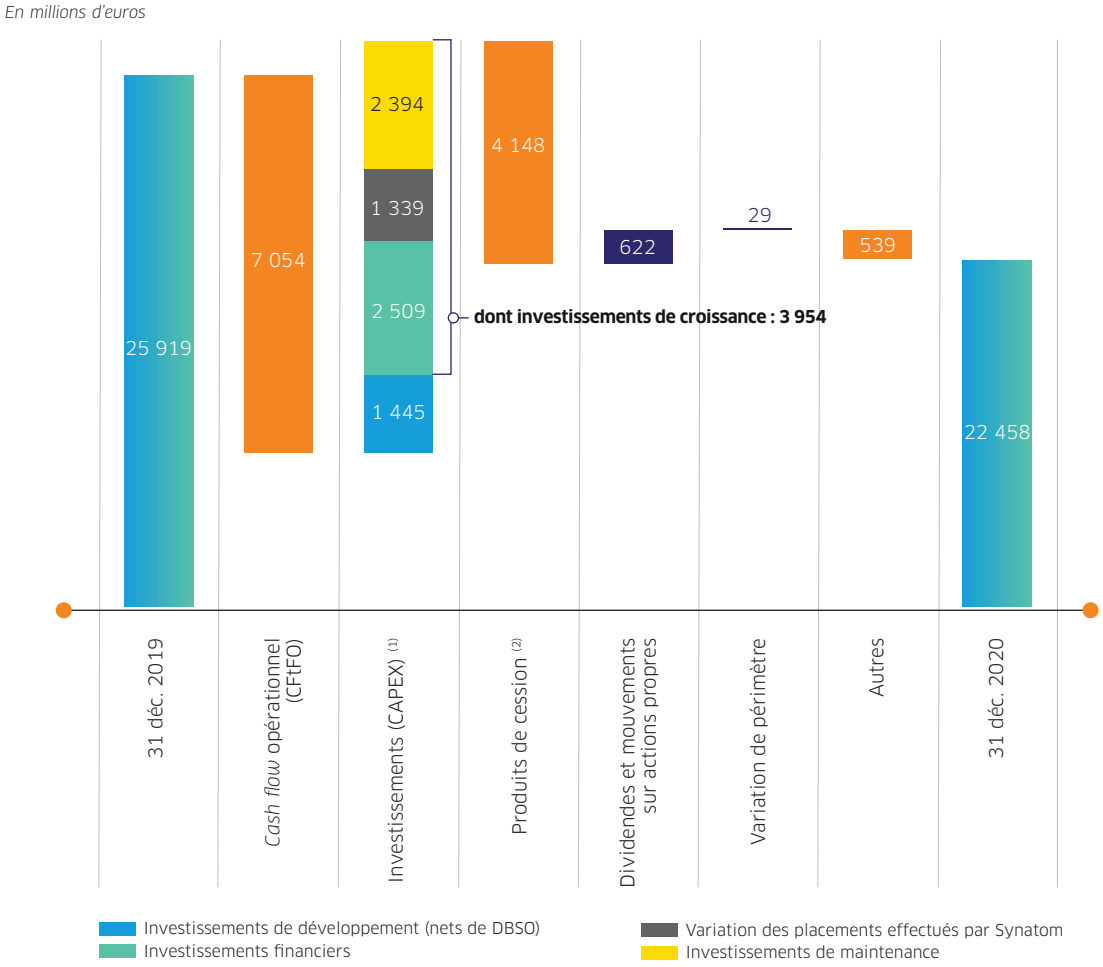
Le résultat net attribuable aux **participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 644 millions d'euros (contre 664 millions d'euros au 31 décembre 2019) en dépit de la plus forte diminution du résultat net du Groupe, en raison de la bonne performance relative des sociétés comptant des actionnaires minoritaires, notamment en Amérique du Sud.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

L'endettement financier net s'établit à 22,5 milliards d'euros, en baisse de 3,5 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2019. Cette baisse est principalement due (i) à la génération de *cash-flow des opérations* (7,1 milliards d'euros), (ii) par les effets des opérations de cession de la période (4,2 milliards d'euros, principalement liés à la cession d'une partie de la participation du Groupe dans la société SUEZ SA pour 3,4 milliards d'euros, des participations dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis pour 0,4 milliard d'euros) et (iii) à d'autres éléments (0,5 milliard d'euros – principalement liés aux effets de change partiellement compensés par les nouveaux droits d'utilisation de biens pris en location). Ces éléments sont neutralisés pour partie par (i) les investissements de la période (7,7 milliards d'euros [(1)]), et par (ii) les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle et mouvements sur actions propres (0,6 milliard d'euros). À noter, en 2020, l'annulation de la distribution du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2019 (soit 1,9 milliard d'euros).

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

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



(1) CAPEX nets des effets de cession dans le cadre des activités DBSO
(2) Hors effets de cession dans le cadre des activités DBSO, déduits des CAPEX

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2020 à 2,42, soit une diminution de 0,1x par rapport au 31 décembre 2019. Le coût moyen de la dette brute s'élève à 2,38%, en baisse de 32 points de base par rapport à fin 2019. Cette diminution s'explique principalement par l'effet positif induit par la détérioration du taux de change au Brésil et la réduction de la dette en Inde, entraînant un effet de mix positif : la part de la dette centralisée, dont le taux moyen est inférieur à celui des dettes locales, dans la dette moyenne totale a augmenté.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Endettement financier net	22 458	25 919
EBITDA	9 276	10 366
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,42**	**2,50**

Le ratio dette nette économique (1) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2020 à 4,03, stable par rapport à fin 2019 :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Dette nette économique	37 420	41 078
EBITDA	9 276	10 366
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA	**4,03**	**3,96**

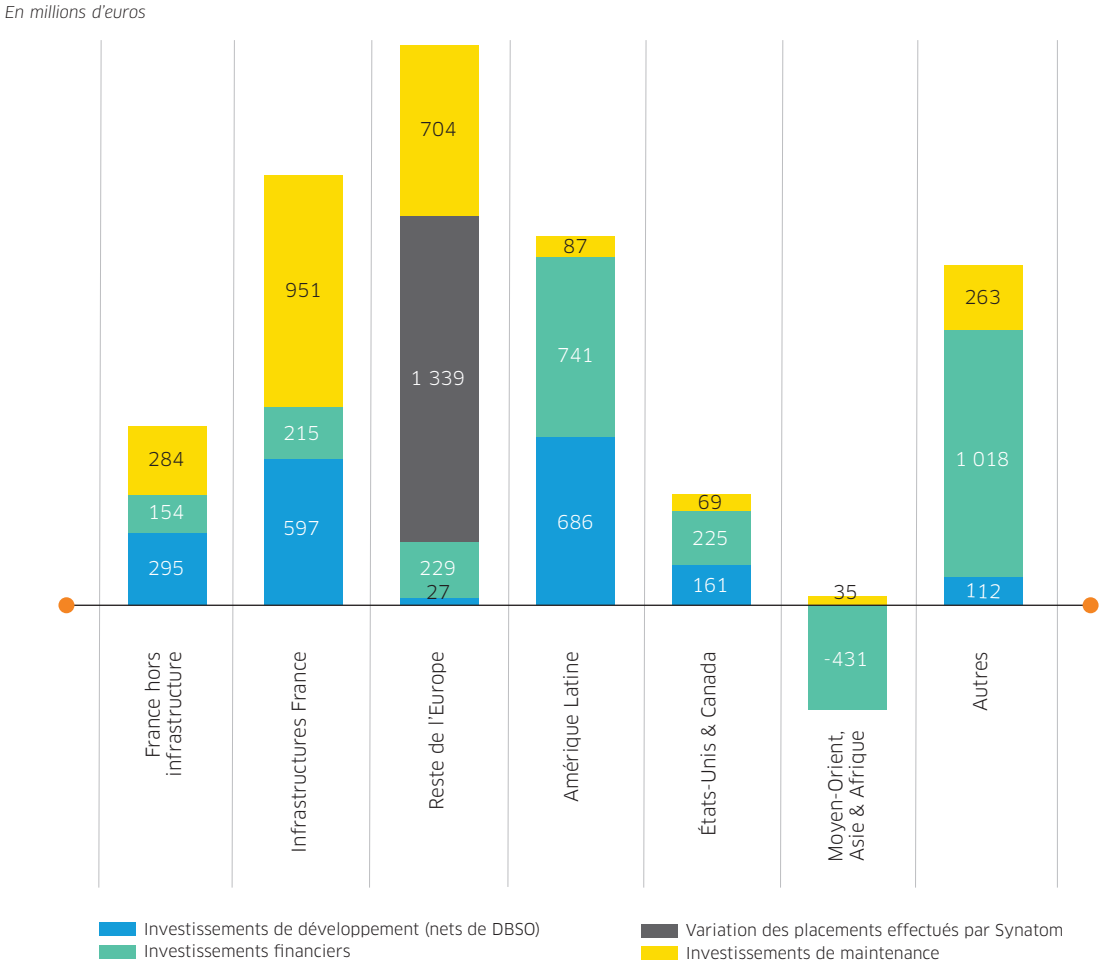
(1) La dette nette économique s'établit à 37,4 milliards d'euros à fin décembre 2020, en baisse de 3,7 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2019 ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi

6.1.1.4.1 *Cash-flow* des opérations (CFFO)

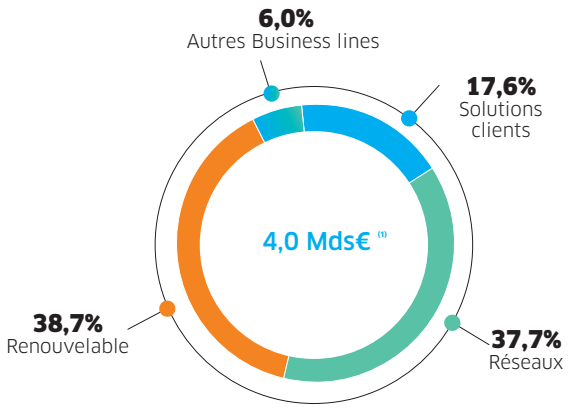
Le ***cash-flow* des opérations** s'établit à 7,1 milliards d'euros, en baisse de 0,5 milliard d'euros. Cette diminution résulte de la baisse de 1,1 milliard d'euros de la marge brute d'auto-financement, partiellement compensée par une variation positive de 0,5 milliard d'euros du besoin en fonds de roulement et par une légère diminution nette des intérêts et des impôts payés. La variation positive de la variation du besoin en fonds de roulement est principalement due à la variation des appels de marge et aux instruments financiers dérivés pour 0,9 milliard d'euros, partiellement compensée par une détérioration de la variation du besoin en fonds de roulement opérationnel de -0,4 milliard d'euros due notamment à une augmentation des stocks de *Supply* partiellement compensée par une diminution des créances.

6.1.1.4.2 Investissements nets

Les **investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)** s'élèvent à 7 687 millions d'euros et se détaillent comme suit par secteurs :



Les **investissements de croissance** s'élèvent à 4,0 milliards d'euros et se détaillent comme suit par *Business Line*. Plus de 90% des investissements de croissance ont été consacrés aux Renouvelables, aux Infrastructures et aux Solutions clients *Asset-based*, conformément à la nouvelle orientation stratégique annoncée en juillet.



Principaux projets (Mds€)

Solutions clients 0,7

Principalement dans les activités "*asset-based*", dans le cadre du développement continu de partenariats universitaires aux États-Unis, le développement du DHC en France et le développement de la production solaire sur site aux États-Unis.

Réseaux 1,5

Au Brésil, construction de deux projets de lignes de transmission d'électricité et acquisition des 10% restants de TAG, déploiement de compteurs de gaz intelligents et développement du réseau de distribution en France.

Renouvelables 1,5

Acquisition d'actifs hydroélectriques au Portugal, développement de l'éolien en mer et construction de nouvelles capacités éoliennes et solaires principalement en Amérique latine, notamment au Brésil, en France et en Amérique du Nord.

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

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

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2020
France	384	1 743	247	-	-	123	-	2 496
Reste de l'Europe	178	83	75	118	1 740	104	-	2 298
Amérique latine	23	672	649	166	-	4	-	1 514
États-Unis & Canada	268	-	137	1	-	49	-	455
Moyen-Orient, Asie & Afrique	25	4	(452)	(99)	-	51	-	(470)
Autres	112	-	980	1	-	27	272	1 393
TOTAL CAPEX	**992**	**2 502**	**1 637**	**187**	**1 740**	**357**	**272**	**7 687**

En millions d'euros	Solutions clients	Infra-structures	Renouve-lables	Thermique	Nucléaire	Approvision-nement	Autres	31 déc. 2019
France	423	1 709	481	-	-	151	-	2 764
Reste de l'Europe	416	77	35	174	636	95	-	1 433
Amérique latine	46	1 651	541	254	-	7	-	2 499
États-Unis & Canada	301	1	968	8	-	73	-	1 351
Moyen-Orient, Asie & Afrique	80	9	267	-	-	93	-	449
Autres	355	-	183	81	-	38	889	1 547
TOTAL CAPEX	**1 621**	**3 446**	**2 475**	**517**	**636**	**458**	**889**	**10 042**

Les **investissements nets de la période** s'élèvent à 4 093 millions d'euros et comprennent :

- des investissements de croissance pour 3 954 millions d'euros *(cf. ci-dessus)* ;
- des investissements de maintenance bruts pour 2 394 millions d'euros ;
- de l'augmentation de 1 339 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des nouveaux droits d'utilisation d'actifs pris en location enregistrés sur la période (584 millions d'euros) ;
- des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités pour 29 millions d'euros ; et
- des cessions représentant un montant de 4 148 millions d'euros et portant principalement sur la cession par le Groupe d'une partie de sa participation dans la société SUEZ SA et de ses participations dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis.

6.1.1.4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 622 millions d'euros (contre 2 522 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette évolution s'explique notamment par l'annulation de la distribution du dividende d'ENGIE au titre de l'exercice 2019 de 1,9 milliard d'euros. Au 31 décembre 2020, les dividendes et mouvements sur actions propres comprennent les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 425 millions d'euros, et le paiement des coupons de la dette hybride pour 187 millions d'euros.

6.1.1.4.4 Endettement financier net au 31 décembre 2020

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, l'endettement financier net est libellé à 81% en euros, 12% en dollars américains et 9% en real brésilien au 31 décembre 2020.

L'endettement financier net est libellé à 98% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de l'endettement financier net est de 12,0 ans.

Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose d'un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,7 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	Variation nette
Actifs non courants	**93 095**	**99 297**	**(6 201)**
Dont goodwill	*15 943*	*18 665*	*(2 722)*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*57 085*	*58 996*	*(1 911)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*6 760*	*9 216*	*(2 456)*
Actifs courants	**60 087**	**60 496**	**(409)**
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*1 292*	*468*	*823*
Capitaux propres	**33 856**	**38 037**	**(4 181)**
Provisions	27 073	25 115	1 958
Dettes financières	37 939	38 544	(606)
Autres passifs	54 315	58 097	(3 781)
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*488*	*92*	*396*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,1 milliards d'euros, en baisse de 1,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette variation résulte pour l'essentiel des amortissements (-4,6 milliards d'euros), des écarts de conversion (-2,2 milliards d'euros principalement lié à la forte dépréciation du réal brésilien et du dollar américain), des pertes de valeurs (-1,3 milliard d'euros liées principalement aux actifs nucléaires en Belgique), le classement d'actifs dans les énergies renouvelables en Inde en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par des acquisitions et développements de la période (+7,0 milliards d'euros).

Les ***goodwill*** s'établissent à 15,9 milliards d'euros en baisse de 2,7 milliards d'euros essentiellement dû à la comptabilisation de pertes de valeurs sur les actifs nucléaires en Belgique (cf. Note 13).

Les **participations dans les entreprises mises en équivalence** diminuent de 2,5 milliards d'euros notamment dû à la cession de 29,9% de la participation dans SUEZ.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 33,9 milliards d'euros, en baisse de -4,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette diminution provient essentiellement des autres éléments du résultat global (-3,0 milliards d'euros dont -2,1 milliards d'euros d'écarts de conversion principalement liés à la forte dépréciation du réal brésilien, -1,6 milliard d'euros de pertes et gains actuariels et -0,4 milliard d'euros de diminution de la quote-part nette d'impôt des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables) et du résultat net de la période (-0,9 milliard d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 27,1 milliards d'euros, en hausse de 2,0 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2019. Cette augmentation provient principalement des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme (+1,5 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période (cf. Note 20).

Les actifs et passifs classés sur les lignes **"Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente"** et **"Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente"** se composent principalement au 31 décembre 2020 d'actifs dans les énergies renouvelables en Inde et au Mexique ainsi que de la participation du Groupe dans la société EV Charged BV (EVBox).

6.1.1.6 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 2020, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 19 272 millions d'euros, en croissance par rapport à 2019 (17 282 millions d'euros), aussi bien sur le marché du gaz que celui de l'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -1 640 millions d'euros au 31 décembre 2020, en dégradation de 709 millions d'euros par rapport à l'exercice 2019 où il était de -931 millions d'euros. La marge énergie s'apprécie de 205 millions d'euros.

Le résultat financier est de 1 440 millions d'euros, en hausse de 248 millions d'euros par rapport à 2019 en raison d'une augmentation des dividendes reçus et d'une baisse du coût de la dette.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel, négatif de -4 260 millions d'euros, principalement constitué des variations de valeurs des titres de participation dont -5 186 millions d'euros de dépréciation des titres Electrabel compte tenu d'une hypothèse de non-prolongation des centrales nucléaires en Belgique et d'un effet change défavorable.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 532 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 377 millions d'euros à la clôture précédente) incluant un produit d'intégration fiscale de 461 millions d'euros.

Le résultat net ressort à -3 928 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 30 702 millions d'euros contre 34 594 millions d'euros à fin 2019, soit une diminution de 3 892 millions d'euros liée à la perte de l'exercice 2020 (-3 928 millions d'euros), aucun paiement de dividendes n'ayant impacté l'exercice écoulé.

Au 31 décembre 2020, les dettes financières ressortent à 38 158 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 11 615 millions d'euros (dont 8 135 millions d'euros de comptes courants des filiales).

Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D. 441-4 du Code de commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D. 441-4 du Code de commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
En millions d'euros	**0 jour (indicatif)**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**	**0 jour (indicatif)**	**1 à 30 jours**	**31 à 60 jours**	**61 à 90 jours**	**91 jours et plus**	**Total (1 jour et plus)**
(A) Tranches de retard de paiement												
Nombre de factures concernées	-					24 855	-					5 865 476
Montant total des factures concernées TTC	-	22,9	0,5	0,1	107,3	130,9	-	412,0	36,8	29,9	575,8	1 045,5
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,10%	0,00%	0,00%	0,46%	0,57%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	1,81%	0,16%	0,13%	2,53%	4,64%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						180						1 316
Montant total des factures exclues						5,4						57,6
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuels 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 2020 s'élève à 34,5 milliards d'euros. Celui-ci est en baisse par rapport à fin 2019. Il se compose principalement de financements obligataires pour 26,2 milliards d'euros et d'emprunts bancaires pour un montant de 4,1 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,2 milliard d'euros. Les emprunts à court terme (titres négociables à court terme) représentent 12% de la dette brute totale à fin 2020.

88% 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 21,2 milliards d'euros à fin 2020. Hors coût amorti et après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 81% en euros, 12% en dollars américains et 9% en reals brésiliens à fin 2020.

Après impact des dérivés, 98% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,38%. La durée moyenne de la dette nette est de 12 ans à fin 2020.

La Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 – 11.2.1 & 11.2.2 décrit les principaux contrats, portés par ENGIE SA.

6.1.2.1.2 Principales opérations de l'année 2020

La Note 16.3.3 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" décrit les principales opérations de l'année 2020 impactant l'endettement financier net.

Dans le cadre de la crise sanitaire de la Covid-19, le Groupe a conclu en mai 2020 une ligne de crédit additionnelle de 2,5 milliards d'euros pour une durée initiale de 12 mois, avec deux options d'extension de six mois chacune. Cette ligne a été engagée par un consortium de six banques internationales. À fin 2020 et compte tenu de l'évolution de la liquidité du Groupe, cette ligne a pu être entièrement annulée. Par ailleurs, le Groupe a exercé la deuxième option d'extension de la ligne de crédit syndiquée centralisée de 5 milliards d'euros. La maturité de cette ligne a ainsi été portée au 10 décembre 2025.

6.1.2.1.3 Notations

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

En avril 2020, S&P a revu la notation émetteur d'ENGIE SA de A-/A-1 à BBB+/A-2, avec perspective stable.

En mai 2020, Moody's a confirmé la notation des émissions senior d'ENGIE SA à A3/P-2, mais a revu la perspective de stable à négative. Puis en novembre 2020, Moody's a revu cette notation de A3/P-2 à Baa1/P-2, avec perspective stable.

En septembre 2020, Fitch a confirmé la notation émetteur d'ENGIE SA à A/F1, mais a revu la perspective de stable à négative.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2020, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,7 milliards d'euros. Ces lignes peuvent servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de titres négociables à court terme. Plus 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 5% du total de ces lignes centralisées. À fin 2020, 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 2020 toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière. Quelques entités non significatives font toutefois exceptions, pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

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

Le Groupe a un total de 2,5 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2021. Ce total n'intègre pas les titres négociables à court terme de 4 milliards d'euros arrivant à maturité. Le Groupe a par ailleurs une trésorerie de 13,3 milliards d'euros au 31 décembre 2020 (nette des découverts bancaires). Il a également un montant de 13,7 milliards d'euros de lignes disponibles dont 1 milliard d'euros à échéance 2021. 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. 2020	31 déc. 2019
Chiffre d'affaires	**6.2 & 7**	**55 751**	**60 058**
Achats et dérivés à caractère opérationnel	8.1	(34 967)	(39 404)
Charges de personnel	8.2	(11 759)	(11 478)
Amortissements, dépréciations et provisions	8.3	(4 778)	(4 393)
Impôts et taxes		(1 265)	(1 654)
Autres produits opérationnels		1 105	1 670
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel		**4 087**	**4 800**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	6.2	552	500
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		**4 640**	**5 300**
Pertes de valeur	9.1	(3 551)	(1 770)
Restructurations	9.2	(343)	(218)
Effets de périmètre	9.3	1 640	1 604
Autres éléments non récurrents	9.4	(886)	(1 240)
Résultat des activités opérationnelles	**9**	**1 501**	**3 676**
Charges financières		(2 232)	(2 300)
Produits financiers		553	913
Résultat financier	**10**	**(1 678)**	**(1 387)**
Impôt sur les bénéfices	11	(715)	(640)
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
Résultat net part du Groupe		**(1 536)**	**984**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		**644**	**664**
Résultat net part du groupe par action *(euros)*	**12**	**(0,71)**	**0,34**
Résultat net part du groupe par action dilué *(euros)*	**12**	**(0,71)**	**0,34**

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. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
Instruments de dette	16.1	(46)	48
Couverture d'investissement net	17	128	29
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	17	(249)	(229)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	17	872	(744)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(137)	240
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(387)	(250)
Écarts de conversion		(2 098)	(45)
Total éléments recyclables		**(1 916)**	**(953)**
Instruments de capitaux propres	16.1	43	103
Pertes et gains actuariels		(1 569)	(1 128)
Impôts différés sur éléments ci-dessus		377	255
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		75	(31)
Total éléments non recyclables		**(1 073)**	**(801)**
Total éléments recyclables et non recyclables		**(2 990)**	**(1 754)**
RÉSULTAT GLOBAL		**(3 882)**	**(105)**
Dont quote-part du Groupe		*(4 046)*	*(660)*
Dont quote-part des entreprises ne donnant pas le contrôle		*163*	*555*

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. 2020	31 déc. 2019
Actifs non courants			
Goodwill	13	15 943	18 665
Immobilisations incorporelles nettes	14	7 196	7 038
Immobilisations corporelles nettes	15	49 889	51 958
Autres actifs financiers	16	9 009	7 022
Instruments financiers dérivés	16	2 996	4 137
Actifs de contrats	7	26	15
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 760	9 216
Autres actifs non courants	24	396	384
Actifs d'impôt différés	11	880	860
Total actifs non courants		**93 095**	**99 297**
Actifs courants			
Autres actifs financiers	16	2 583	2 546
Instruments financiers dérivés	16	8 069	10 134
Créances commerciales et autres débiteurs	7	14 295	15 180
Actifs de contrats	7	7 738	7 816
Stocks	24	4 140	3 617
Autres actifs courants	24	8 990	10 216
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16	12 980	10 519
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	1 292	468
Total actifs courants		**60 087**	**60 496**
TOTAL ACTIF		**153 182**	**159 793**

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. 2020	31 déc. 2019
Capitaux propres part du Groupe		28 945	33 087
Participations ne donnant pas le contrôle	2	4 911	4 950
Total capitaux propres	**18**	**33 856**	**38 037**
Passifs non courants			
Provisions	19	24 876	22 817
Emprunts à long terme	16	30 092	30 002
Instruments financiers dérivés	16	3 789	5 129
Autres passifs financiers	16	77	38
Passifs de contrats	7	39	45
Autres passifs non courants	24	2 004	1 222
Passifs d'impôt différés	11	4 416	4 631
Total passifs non courants		**65 293**	**63 882**
Passifs courants			
Provisions	19	2 197	2 298
Emprunts à court terme	16	7 846	8 543
Instruments financiers dérivés	16	9 336	10 446
Fournisseurs et autres créanciers	16	17 307	19 109
Passifs de contrats	7	4 315	4 286
Autres passifs courants	24	12 545	13 101
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4.2	488	92
Total passifs courants		**54 034**	**57 874**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**153 182**	**159 793**

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 2018 (1)	**2 435**	**32 565**	**(590)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 551**	**5 391**	**40 941**
Changements normatifs (2)	-	-	(7)	-	-	-	-	(7)	(4)	(11)
CAPITAUX PROPRES AU 1er JANVIER 2019	**2 435**	**32 565**	**(597)**	**3 750**	**(1 019)**	**(1 130)**	**(460)**	**35 544**	**5 386**	**40 930**
Résultat net			984					984	664	1 649
Autres éléments du résultat global			(735)		(942)	32		(1 645)	(109)	(1 754)
Résultat global			**250**	**-**	**(942)**	**32**	**-**	**(660)**	**555**	**(105)**
Rémunération sur base d'actions	-	-	50					50	-	50
Dividendes distribués en numéraire (3)		(1 096)	(738)					(1 833)	(453)	(2 286)
Achat/vente d'actions propres			(157)				157	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée (3)			(172)	163				(9)		(9)
Transactions entre actionnaires			36					36	4	40
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle (4)			-					-	(515)	(515)
Augmentations et réductions de capital								-	(28)	(28)
Changements normatifs (5)			(35)					(35)		(35)
Autres variations			(6)	-	-			(6)	1	(5)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**

(1) Les données publiées au 31 décembre 2018 n'ont pas été retraitées du fait de la méthode de transition retenue pour l'application de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 "Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés" des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(2) Changements normatifs liés à l'impact de la norme IFRS 16 (cf. Note 1 "Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés" des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(3) Les opérations de la périodes ont commentées dans la Note 18 "Eléments sur capitaux propres" des états financiers consolidés au 31 décembre 2019.

(4) Concerne essentiellement la déconsolidation de Glow suite à sa cession (cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2019" des états financiers consolidés au 31 décembre 2019).

(5) Changements normatifs lié à l'application de la norme IFRIC23 chez Suez.

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 2019	**2 435**	**31 470**	**(1 369)**	**3 913**	**(1 961)**	**(1 098)**	**(303)**	**33 087**	**4 950**	**38 037**
Résultat net			(1 536)	-	-	-		(1 536)	644	(893)
Autres éléments du résultat global			(999)	-	242	(1 752)		(2 509)	(480)	(2 990)
Résultat global			**(2 535)**	**-**	**242**	**(1 752)**		**(4 046)**	**163**	**(3 882)**
Rémunération sur base d'actions			52					52	2	54
Dividendes distribués en numéraire [1]		-	-					-	(425)	(425)
Achat/vente d'actions propres			(52)	-	-	-	52	-	-	-
Opérations sur titres super-subordonnés à durée indéterminée [2]			(193)					(193)		(193)
Transactions entre actionnaires			25					25	35	59
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle								-	7	7
Augmentations et réductions de capital								-	178	178
Autres variations		(178)	199					21	1	21
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2020	**2 435**	**31 291**	**(3 874)**	**3 913**	**(1 719)**	**(2 850)**	**(251)**	**28 945**	**4 911**	**33 856**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 aapprouvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte actuel de la crise de la COVID-19 (cf. Note 17.3 "Risque de liquidité").

(2) Les opérations de la période sont commentées dans la Note 18 "Eléments sur capitaux propres".

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

État de flux de trésorerie

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET		**(893)**	**1 649**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(552)	(500)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		740	773
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		8 760	7 083
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 573)	(1 579)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(199)	426
- Autres éléments sans effet de trésorerie		111	(18)
- Charge d'impôt	11	715	640
- Résultat financier	10	1 678	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**8 788**	**9 863**
+ Impôt décaissé		(599)	(575)
Variation du besoin en fonds de roulement	**24.1**	**(600)**	**(1 110)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 589**	**8 178**
Investissements corporels et incorporels	14 & 15	(5 115)	(6 524)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	4 & 16	(417)	(864)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 16	(1 067)	(1 746)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	16	(1 622)	(595)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	14 & 15	154	134
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	4 & 16	456	2 676
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	4 & 16	3 841	14
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	16	21	148
Intérêts reçus d'actifs financiers		21	28
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		57	67
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.6	(374)	(532)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(4 046)**	**(7 193)**
Dividendes payés [(1) (2)]		(622)	(2 522)
Remboursement de dettes financières		(6 179)	(3 035)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(608)	(135)
Intérêts financiers versés		(665)	(780)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		53	82
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		25	(114)
Augmentation des dettes financières		7 231	6 622
Augmentation/diminution de capital		181	107
Achat/vente de titres d'autocontrôle		-	-
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.6	23	(12)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(562)**	**212**
Effet des variations de change et divers		(520)	623
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**2 461**	**1 819**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture		**10 519**	**8 700**
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture		**12 980**	**10 519**

(1) L'Assemblée Générale du 14 mai 2020 a approuvé la résolution relative à l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 proposée par le Groupe dans le contexte actuel de la crise du Covid-19 (cf. Note 17.3 "Risque de liquidité")

(2) La ligne "Dividendes payés" comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 18 "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	228
NOTE 2	Principales filiales au 31 décembre 2020	231
NOTE 3	Participations dans les entreprises mises en équivalence	236
NOTE 4	Principales variations de périmètre	243
NOTE 5	Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière	245
NOTE 6	Information sectorielle	249
NOTE 7	Ventes	255
NOTE 8	Charges opérationnelles	257
NOTE 9	Autres éléments du résultat des activités opérationnelles	258
NOTE 10	Résultat financier	260
NOTE 11	Impôts	261
NOTE 12	Résultat par action	264
NOTE 13	*Goodwill*	265
NOTE 14	Immobilisations incorporelles	271
NOTE 15	Immobilisations corporelles	274
NOTE 16	Instruments financiers	276
NOTE 17	Risques liés aux instruments financiers	290
NOTE 18	Éléments sur les capitaux propres	306
NOTE 19	Provisions	309
NOTE 20	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	313
NOTE 21	Paiements fondés sur des actions	319
NOTE 22	Transactions avec des parties liées	320
NOTE 23	Rémunération des dirigeants	321
NOTE 24	Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs	321
NOTE 25	Contentieux et enquêtes	322
NOTE 26	Événements postérieurs à la clôture	326
NOTE 27	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	327
NOTE 28	Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises	327

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1, place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 25 février 2021, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2020.

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 2019 et 2020 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 2020, 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 2020 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2019 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2020

- Amendements IFRS 3 – *Regroupements d'entreprises* : définition d'une activité.
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs* : définition du terme "significatif".
- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers* : comptabilisation et évaluation ; IFRS 7 – *Instruments Financiers* – Informations à fournir : réforme des taux d'intérêt de référence.
- Amendements IFRS 16 – *Contrats de location* : allègements de loyers liés à la crise de la Covid-19.

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 2021 et anticipés par le Groupe

- Amendements IFRS 9 – *Instruments Financiers* ; IAS 39 – *Instruments Financiers* : comptabilisation et évaluation ; IFRS 7 – *Instruments Financiers* – Informations à fournir ; IFRS 4 – *Contrats d'assurance* et IFRS 16 – *Contrats de location* : réforme des taux d'intérêt de référence (phase 2).

Ces amendements portant sur la réforme des taux d'intérêt de référence *(cf. Note 17)* n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables à partir de 2021 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* : classification des passifs en courant et non courant [2].
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* : produits générés avant l'utilisation prévue [2].
- Amendements IAS 37 – *Provisions, passifs éventuels et actifs éventuels* : contrats déficitaires et coûts d'exécution des contrats [2].
- Amélioration annuelle des IFRS – Cycle 2018-2020 [2].
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* (incluant amendements) [2].

Les analyses des incidences de l'application de ces normes, amendements et améliorations 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) 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 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

1.2.2.2 Regroupements d'entreprises

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

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

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

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

Les "Intérêts reçus d'actifs financiers 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 les produits et charges de l'exercice.

L'évolution de l'environnement économique et financier, compte tenu en particulier de la crise de la Covid-19, a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques, notamment dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de perte de valeur. Cet environnement et la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par le Groupe dans les estimations 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 terme.

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

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

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills (cf. Note 13)*, des immobilisations incorporelles *(cf. Note 14)* et des immobilisations corporelles *(cf. Note 15)* et, dans le contexte de la crise de la Covid-19, la prise en compte des incertitudes relatives à l'estimation de ces valeurs recouvrables et la sensibilité de celles-ci aux changements possibles des hypothèses clés ;

- l'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs financiers et, dans le contexte de la crise de la Covid-19, la prise en compte des incertitudes dans les hypothèses clés retenues, notamment la détermination des flux de trésorerie futurs *(cf. Notes 16 et 17)* ;
- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les provisions pour démantèlement des installations, les provisions pour litiges ainsi que les engagements de retraite et assimilés *(cf. Notes 19 et 20)* ;
- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises *(cf. Note 4)* ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit "en compteur" dont les modèles ont été impactés par les changements de comportement de consommation de certains clients (*cf. Note 7*) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés en tenant compte le cas échéant, dans le contexte de la crise de la Covid-19, 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 détermination des "activités normales", au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (*cf. Note 16*) ;
- déterminer si des accords contiennent des contrats de location (*cf. Notes 15 et 16*) ;
- les regroupements de secteurs opérationnels à effectuer pour la présentation des secteurs reportables (*cf. Note 6*).

Dans le contexte de la crise de la Covid-19, le Groupe a également exercé son jugement pour l'appréciation :

- de l'existence d'un événement déclencheur menant éventuellement à une perte de valeur sur *goodwill*, immobilisations corporelles ou incorporelles (*cf. Notes 9, 13, 14 et 15*) ;
- des pertes de crédit attendues, notamment pour la mise à jour des probabilités de défaut et des autres paramètres dans un contexte d'incertitude (*cf. Note 17*) ;
- des impacts sur les risques relatifs aux instruments financiers, notamment le risque de liquidité ainsi que l'évolution des marchés des taux d'intérêts, des matières premières et des taux de change (*cf. Note 17*) ;
- des conséquences en matière de couverture, notamment quant au maintien du caractère hautement probable de l'élément couvert (*cf. Note 17*) ;
- de l'application des droits et obligations exécutoires liés aux contrats clients, notamment en matière de probabilités d'encaissements futurs, ainsi que d'évaluation du chiffre d'affaires à l'avancement (*cf. Note 7*).

1.3.3 Incidences de la crise de la Covid-19 sur la situation au 31 décembre 2020

Les impacts de la crise de la Covid-19 sur la performance opérationnelle et financière du Groupe sont présentés dans le rapport d'activité.

Dans ce contexte de crise, le Groupe a été particulièrement attentif aux traitements dans les comptes des principaux enjeux et effets de la crise sanitaire pour lesquels les principes comptables IFRS utilisés lors des clôtures précédentes ont été appliqués selon un principe de permanence des méthodes, et ce plus particulièrement sur les sujets suivants :

- **Pertes de valeurs sur actifs non financiers**
  La dépréciation éventuelle des actifs non financiers, notamment les *goodwill* et les titres d'entités mises en équivalence, a été examinée et ce plus particulièrement pour les activités les plus impactées par la crise de la Covid-19. Le Groupe a ainsi réalisé, conformément aux dispositions de la norme IAS 36 – Dépréciation d'actifs, un test de dépréciation sur les *goodwill*, ainsi que sur les autres actifs non financiers pour lesquels il existe des indicateurs de pertes de valeur potentielles *(cf. Note 9.1 "Pertes de valeur" et Note 13 "Goodwill").*
- **Pertes de valeur sur actifs financiers : risque de contrepartie et pertes de crédit attendues**
  La crise de la Covid-19 implique un risque de crédit potentiellement accru et peut donc affecter le montant à comptabiliser au titre des pertes de crédit attendues. Le Groupe a dès lors renforcé le suivi des encaissements et du risque de défaillance de ses contreparties *(cf. Note 17 "Risques liés aux instruments financiers").*
- **Actifs et passifs financiers : évaluation à la juste valeur**
  La crise a entraîné une forte volatilité des marchés financiers, affectant ainsi les instruments détenus par le Groupe et évalués à la juste valeur. La juste valeur de ces instruments intègre les données qui reflètent la manière dont les acteurs de marché prendraient en compte les effets de la crise de la Covid-19, notamment les incertitudes inhérentes à la situation créée par cette crise *(cf. Note 16 "Instruments financiers").*
- **Risque de liquidité et de marché**
  Le risque de liquidité ainsi que l'évolution des marchés des taux d'intérêts, des matières premières et des taux de change ont été suivis attentivement et ont fait l'objet d'une information mise à jour sur la base des données disponibles au 31 décembre 2020 *(cf. Note 17 "Risques liés aux instruments financiers").*
- **Actifs d'impôt différé**
  Les positions d'actifs d'impôt différé ont été revues afin de s'assurer de leur caractère recouvrable au travers des résultats taxables futurs. En outre, le Groupe a effectué un suivi des changements législatifs, des révisions des taux d'imposition ou des autres mesures fiscales prises en réponse à la crise *(cf. Note 11 "Impôts").*
- **Provisions**
  Certaines activités ayant été plus impactées par la crise de la Covid-19, le Groupe a passé en revue l'existence d'obligations actuelles devant donner lieu à la comptabilisation de provisions, notamment d'éventuelles provisions pour contrats déficitaires *(cf. Note 19 "Provisions").*
- **Indicateurs de performance et classement des effets de la crise de la Covid-19 au sein du compte de résultat**
  Le Groupe n'a pas procédé à un ajustement de ses indicateurs de performance, ni inclus de nouveaux indicateurs afin de décrire les impacts de la crise de la Covid-19 *(cf. Note 5 "Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière").* Les charges directement liées à cette crise sont toutes classées, selon leur nature, dans le résultat opérationnel courant conformément aux recommandations formulées à l'occasion de cette crise qui impacte avant tout le chiffre d'affaires et ce, indépendamment de la pratique du Groupe qui consiste à présenter en-dessous du résultat opérationnel courant les éléments à caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2020

Principes comptables

Le Groupe consolide par intégration globale les entités dont il détient le contrôle en application d'IFRS 10 – *États financiers consolidés*. Le Groupe contrôle une entité, et la consolide en tant que filiale, si les trois critères suivants sont remplis :

- l'investisseur dispose de droits effectifs lui conférant la capacité de diriger les activités pertinentes de l'entité ;
- l'investisseur a droit et est exposé aux rendements variables de l'entité en raison de ses liens avec celle-ci ;
- l'investisseur peut utiliser son pouvoir de décision pour influer sur ces rendements.

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2020

En application du Règlement n° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres…), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet (www.engie.com, rubrique Investisseurs/Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (*cf. Note 16.1.1.1*) en tant que "Instruments de capitaux propres à la juste valeur".

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

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

France hors Infrastructures

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie, Réseaux	France	100,0	100,0
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	50,0	50,0
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	66,5

Infrastructures France

			% d'intérêt	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France, Allemagne	74,6	74,6
Elengy	Terminaux méthaniers	France	61,3	74,6
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	61,3	54,1
Storengy France	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0

Reste de l'Europe

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0
Electrabel SA *	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland N.V.	Production d'électricité, Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Service Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0
ENGIE Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0

Amérique latine

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	60,0	52,8
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7

États-Unis & Canada

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité, Gaz naturel, GNL, Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Holding Inc.	Holding – société mère	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Infinity Renewables	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	100,0
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0
Jupiter Projects	Production et ventes d'électricité	États-Unis	51,0	100,0
Conti Service LLC	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0

Moyen-Orient, Asie & Afrique

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
UCH Power Limited	Production d'électricité	Pakistan	100,0	100,0
Pelican Point Power Limited	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0
Cofely Besix	Systèmes, installations et maintenance	UAE	100,0	100,0

Autres

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2020	% d'intérêt 31 déc. 2019
ENGIE SA *	Holding – société mère, Energy management trading, Ventes d'énergie	France	100,0	100,0
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4
Electrabel SA *	Holding, Production d'électricité, Energy management trading	France, Belgique	100,0	100,0
ENGIE Italia S.p.A *	Holding, Energy management trading	Italie	100,0	100,0
ENGIE Deutschland AG *	Holding, Energy management trading	Allemagne	100,0	100,0
ENGIE Energie Nederland Holding B.V.	Holding, Energy management trading	Pays-Bas	100,0	100,0
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France, Belgique, Singapour	100,0	100,0
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France, Belgique, Italie, Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE CC	Filiales financières, Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

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

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

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

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

GRTgaz (Infrastructures France) : 74,6%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) qui détient 24,8% du capital de GRTgaz, a été complétée par l'appréciation des prérogatives confiées à la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Du fait de la régulation, GRTgaz dispose d'une position dominante sur le marché de transport de gaz en France. En conséquence, elle est soumise, suite à la transposition de la 3e Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales (dont Elengy) compte tenu de sa capacité à nommer la majorité des membres du Conseil d'Administration et à prendre les décisions sur les activités pertinentes, notamment le montant des investissements et le plan de financement.

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

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

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

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

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

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

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

Depuis la mise en bourse de GTT en février 2014, ENGIE est le premier actionnaire de GTT avec une participation de 40,4%; le flottant représentant environ 59% du capital. L'analyse au regard des critères de la norme IFRS 10 conduit le Groupe à considérer qu'il détient le contrôle de fait sur GTT : en effet, le Groupe détient la majorité des sièges au Conseil d'Administration et, en raison de la forte dispersion de l'actionnariat et de l'absence d'action de concert au sein de cet actionnariat, ENGIE considère disposer de la majorité relative des droits de vote exprimés lors des Assemblées Générales.

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros									
Noms	**Activités**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
Groupe GRTgaz (France Infrastructures, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,4	95	89	1 029	1 076	80	120
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique	40,0	47,2	67	54	716	926	24	52
Groupe ENGIE Romania (Reste de l'Europe, Roumanie)	Distribution de gaz naturel, Ventes d'énergies	49,0	49,0	49	47	563	533	10	14
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	144	177	411	520	87	94
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité – parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	29	36	368	393	20	22
Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	Production et ventes d'électricité	49,0	-	51	-	394	-	-	-
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	93	75	343	343	94	73
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				115	186	1 087	1 159	109	78
TOTAL				**644**	**664**	**4 911**	**4 950**	**425**	**453**

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

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

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

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Romania	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	2 275	2 275	1 107	1 180	1 545	1 436
Résultat net	343	274	142	103	100	95
Résultat net part du Groupe	247	236	75	49	51	49
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(91)	(77)	(88)	9	(10)	(13)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**157**	**159**	**(14)**	**59**	**41**	**36**
État de situation financière						
Actifs courants	826	689	498	546	520	613
Actifs non courants	10 167	10 403	2 677	2 707	843	809
Passifs courants	(1 044)	(1 016)	(252)	(322)	(156)	(277)
Passifs non courants	(6 113)	(6 097)	(1 146)	(1 025)	(67)	(65)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 836**	**3 979**	**1 776**	**1 907**	**1 140**	**1 080**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 029**	**1 076**	**716**	**926**	**563**	**533**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	1 082	967	308	467	181	71
Flux issus des activités d'investissement	(410)	(495)	(230)	(144)	(88)	(77)
Flux issus des activités de financement	(673)	(480)	(81)	(171)	(59)	(34)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**(1)**	**(8)**	**(2)**	**152**	**34**	**(40)**

(1) Hors effet des variations de change et divers

En millions d'euros	Groupe ENGIE Brasil Energia		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz		Groupe ENGIE Jupiter (Amérique du Nord, États-Unis)	
	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 065	2 207	424	479	395	289	20	3
Résultat net	550	623	76	94	156	126	(51)	82
Résultat net part du Groupe	405	446	47	58	63	51	(101)	82
Autres éléments du résultat global – Quote-part du Groupe	(687)	(93)	(53)	12	-	(1)	(74)	(1)
RÉSULTAT GLOBAL – QUOTE-PART DU GROUPE	**(282)**	**353**	**(6)**	**70**	**63**	**51**	**(175)**	**81**
État de situation financière								
Actifs courants	1 262	1 533	267	295	326	343	314	81
Actifs non courants	4 627	5 792	1 550	1 714	428	452	2 663	534
Passifs courants	(859)	(1 345)	(149)	(177)	(140)	(174)	(287)	(42)
Passifs non courants	(3 434)	(3 757)	(703)	(802)	(39)	(46)	(1 358)	(293)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 596**	**2 224**	**965**	**1 029**	**575**	**575**	**1 332**	**279**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**411**	**520**	**368**	**393**	**343**	**343**	**394**	**-**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	869	1 045	197	237	152	139	186	13
Flux issus des activités d'investissement	(758)	(1 136)	(17)	(22)	(21)	(10)	(151)	(30)
Flux issus des activités de financement	2	436	(171)	(199)	(158)	(122)	49	88
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [1]	**113**	**345**	**9**	**16**	**(27)**	**7**	**83**	**72**

(1) Hors effet des variations de change et divers

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence

Principes comptables

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

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de la situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2020 et au 31 décembre 2019 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
État de la situation financière		
Participations dans les entreprises associées	3 017	4 646
Participations dans les coentreprises	3 743	4 570
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 760**	**9 216**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	184	255
Quote-part du résultat net des coentreprises	369	245
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**552**	**500**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les "Autres éléments du résultat global"	(28)	(123)
Quote-part des coentreprises dans les "Autres éléments du résultat global"	(284)	(158)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**(312)**	**(281)**

Jugements significatifs

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

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

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

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

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

Sociétés projets au Moyen-Orient

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

Groupe SUEZ

Le Groupe a exercé une influence notable sur le groupe SUEZ jusqu'au 6 octobre 2020, date à laquelle le Groupe a cédé une participation de 29,9% dans la société SUEZ (*cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020"*).

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

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

Transportadora Associada de Gás S.A. ("TAG" – Amérique latine) : détention d'une participation – directe et indirecte – à hauteur de 65,0% résultant en un intérêt net dans TAG à hauteur de 54,8%

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

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 2020.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

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

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

			Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros												
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
Groupe SUEZ (Autres) [1]	Traitement de l'eau et des déchets			32,06		1 953		113		(37)		129
Sociétés projets au Moyen-Orient (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) [2]	Centrales à gaz et usines de déssalement d'eau de mer				803	950	184	79	(60)	(96)	107	77
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	Centrale hydraulique	1 688 MW	40,00		516		(6)		(11)		-	
Energia Sustentável do Brasil (Amérique latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	475	659	(17)	(49)	-	-	-	-
GASAG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	239	233	12	16	15	(17)	16	9
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					984	852	9	96	27	27	145	61
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**3 017**	**4 646**	**184**	**255**	**(28)**	**(123)**	**268**	**277**

(1) Le 6 octobre 2020, le Groupe a cédé 29,9% de sa participation dans le groupe SUEZ (cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020"). Suite à cette cession la participation résiduelle du Groupe dans le groupe SUEZ est présentée en instruments de capitaux propres

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé "sociétés projets au Moyen-Orient". Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 27 494 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, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IFRS 16, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -131 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre -79 millions d'euros en 2019) 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")*.

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

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

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2020											
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 082	769	(255)	514	2 885	18 321	3 925	14 338	2 944		803
Energia Sustentável do Brasil	454	(41)	-	(41)	153	2 897	1 863	(2)	1 189	40,00	475
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	(14)	(26)	(41)	37	2 202	16	934	1 289	40,00	516
GASAG	1 205	40	47	87	921	1 944	1 872	234	758	31,57	239
AU 31 DÉCEMBRE 2019											
Groupe SUEZ [1]	18 015	352	(58)	294	11 481	24 153	12 098	14 248	9 288	32,06	1 953
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 778	390	(409)	(19)	2 851	21 053	3 543	16 644	3 717		950
Energia Sustentável do Brasil	578	(123)	-	(123)	204	4 137	304	2 388	1 648	40,00	659
GASAG	1 251	51	(54)	(2)	850	1 847	1 757	203	736	31,57	233

(1) Le groupe SUEZ a été cédé le 6 octobre 2020 à VEOLIA

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 2020.

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	(1)	178	(1)	33	114	2	-
Contassur [1]	-	-	-	187	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	109	-	-	-	-	8	-
Portefeuille hydroélectrique au Portugal	-	3	-	1	120	-	-
Autres	-	24	16	27	180	12	32
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**108**	**205**	**15**	**248**	**416**	**21**	**32**

(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 187 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 161 millions d'euros au 31 décembre 2019

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

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

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

			Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros												
Noms	**Activité**	**Capacité**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**	**31 déc. 2020**	**31 déc. 2019**
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) (Amérique latine, Brésil)	Réseau de transport de gaz		65,00	58,50	803	1 364	177	44	(233)	(71)	231	159
National Central Cooling Company – "Tabreed" (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	702	740	52	42	-	-	27	24
EcoÉlectrica (États-Unis & Canada, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	530 MW	50,00	50,00	329	395	35	25	-	-	70	59
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Reste de l'Europe, Portugal)	Production d'électricité	2 918 MW	50,00	50,00	278	312	34	39	-	(2)	69	50
WSW Energie und Wasser AG (Reste de l'Europe, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	142 MW	33,10	33,10	206	207	6	(4)	-	-	7	4
Iowa University partnership (États-Unis & Canada)	Services à l'énergie		33,10	-	190		2		(1)		-	
Tihama Power Generation Co (Moyen-Orient, Asie & Afrique, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	93	108	19	32	(4)	(5)	21	86
Ohio State Energy Partners (États-Unis & Canada)	Services à l'énergie		50,00	50,00	76	114	6	2	(24)	(10)	12	9
Megal GmbH (Infrastructures France, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	71	79	2	2	-	-	10	14
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	67	80	5	7	(13)	(10)	-	-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					929	1 171	32	55	(9)	(61)	15	35
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**3 743**	**4 570**	**369**	**245**	**(284)**	**(158)**	**461**	**439**

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -6 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre -14 millions d'euros en 2019). 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")*.

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

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

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

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Dotations aux amortis-sements des immobi-lisations	Résultat financier	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2020							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	1 018	(260)	(245)	(99)	272	(346)	(74)
National Central Cooling Company "Tabreed"	417	(46)	(38)	-	130	-	130
EcoÉlectrica	274	(42)	-	(2)	70	-	70
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	307	(65)	(25)	(30)	79	(1)	78
WSW Energie und Wasser AG	703	(13)	(2)	(14)	18	1	19
Iowa University partnership	24		(17)		5	(3)	3
Tihama Power Generation Co	113	(5)	(16)	(6)	31	(6)	25
Ohio State Energy Partners	165	-	(43)	-	12	(49)	(37)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	2	3	-	3
Transmisora Eléctrica del Norte	65	-	(26)	(4)	10	(27)	(18)
AU 31 DÉCEMBRE 2019							
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	655	(191)	(191)	(52)	88	(121)	(34)
National Central Cooling Company "Tabreed"	370	(41)	(44)	-	105	-	105
EcoÉlectrica	308	(69)	-	(2)	50	-	50
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	426	(67)	(29)	(36)	93	(7)	86
WSW Energie und Wasser AG	729	(12)	(2)	6	(11)	-	(11)
Tihama Power Generation Co	42	(5)	(23)	(8)	54	(8)	46
Ohio State Energy Partners	121	-	(44)	-	4	(20)	(15)
Megal GmbH	123	(69)	(4)	3	4	-	4
Transmisora Eléctrica del Norte	76	-	(30)	(5)	15	(21)	(6)

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 2020										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	69	277	5 737	514	88	3 524	720	1 235	58,50	803
National Central Cooling Company "Tabreed"	87	131	2 408	-	169	702	-	1 754	40,00	702
EcoÉlectrica	26	60	598	(6)	17	-	16	657	50,00	329
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	203	601	891	174	160	635	76	650	50,00	278
WSW Energie und Wasser AG	14	51	812	40	55	87	90	606	33,10	206
Iowa University partnership	5	7	960	1	4	492	3	473	39,10	185
Tihama Power Generation Co	61	129	333	67	45	246	10	155	60,00	93
Ohio State Energy Partners	8	56	1 074	341	20	575	49	153	50,00	76
Megal GmbH	1	5	730	230	43	262	56	145	49,00	71
Transmisora Eléctrica del Norte	42	28	698	28	4	602	-	133	50,00	67
AU 31 DÉCEMBRE 2019										
Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG)	86	329	7 844	595	86	4 616	629	2 331	58,50	1 364
National Central Cooling Company "Tabreed"	-	143	2 671	13	184	765	-	1 851	40,00	740
EcoÉlectrica	34	97	701	(7)	29	-	21	789	50,00	395
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	232	635	1 039	176	139	770	92	728	50,00	312
WSW Energie und Wasser AG	19	59	805	37	54	94	92	606	33,10	207
Tihama Power Generation Co	56	124	432	69	26	325	13	179	60,00	108
Ohio State Energy Partners	19	1 055	89	343	25	522	43	229	50,00	114
Megal GmbH	6	2	729	210	41	262	62	162	49,00	79
Transmisora Eléctrica del Norte	43	34	774	42	4	645	-	160	50,00	80

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 2020.

En millions d'euros	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières
EcoÉlectrica	-	48	-	-	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	-	8	-	1	-	1	-
Megal GmbH	65	-	-	-	51	-	-
Futures Energies Investissements Holding	8	18	4	9	208	3	-
Ocean Winds	-	-	4	-	398	-	-
Autres	25	152	16	30	227	3	34
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**98**	**227**	**24**	**41**	**884**	**7**	**34**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

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

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 114 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 113 millions d'euros au 31 décembre 2019). Cette diminution résulte (i) de produits non comptabilisés au compte de résultat sur l'exercice s'élevant à 0,2 millions d'euros et (ii) de mouvements sur les autres éléments du résultat global pour le solde.

Ces pertes non comptabilisées correspondent à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de commodités ("Autres éléments du résultat global") mis en place par des entreprises associées dans le secteur reportable Moyen-Orient, Afrique & 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 2020, 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 4 398 millions de real brésilien (690 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2020, 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 10 680 millions de real brésilien (1 675 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;
- TAG pour un montant de 172 millions d'euros au titre des garanties de bonne fin de construction et autres ;
- Les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 851 millions d'euros.

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de ces sociétés projets comprennent pour l'essentiel :
  - des engagements de mise de fonds (capital/dette subordonnée) à hauteur de 89 millions d'euros. Ces engagements ne concernent que des sociétés portant des projets en phase de construction,
  - des lettres de crédit destinées à garantir le service de la dette, pour un montant global de 198 millions d'euros. Les financements de projet mis en place dans certaines entités imposent, notamment lorsque ces financements sont sans recours, aux entités de maintenir un certain niveau de trésorerie au sein de la société (usuellement de l'ordre de 6 mois de service de la dette). Ce niveau de trésorerie peut toutefois être remplacé par des lettres de crédit,
  - des sûretés réelles accordées aux prêteurs sous forme de nantissement des titres des sociétés projets, pour un montant global de 244 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 320 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.

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 2020

4.1.1 Incidences des principales cessions et accords de cessions de l'exercice

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 partie de la participation dans la société SUEZ – France	3 348	3 348
Cession de la participation dans les sociétés Astoria – États-Unis	375	375
Autres opérations de cession individuellement non significatives	425	423
TOTAL	**4 148**	**4 146**

Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2020 sont présentées dans la Note 4.2 "Actifs destinés à être cédés", et les autres revues stratégiques significatives en cours en Note 4.3 "Autres opérations envisagées.

4.1.2 Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ SA

Le 5 octobre 2020, le Groupe a accepté l'offre du groupe VEOLIA pour l'acquisition d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ SA. À l'issue de la transaction, finalisée le 6 octobre 2020, le Groupe détient toujours une participation non consolidée de 1,8% dans cette société.

Cette transaction s'est traduite par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 3 348 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, conjugué à la revalorisation de la participation conservée, s'établit à 1 735 millions d'euros au 31 décembre 2020.

4.1.3 Cession des participations d'ENGIE dans les sociétés Astoria 1 et 2 (États-Unis)

Le 18 juin 2020, le Groupe a finalisé la cession de ses participations respectives de 44,8% et de 27,5% dans les centrales à gaz d'Astoria 1 et Astoria 2 à un consortium.

Les effets de cette transaction se sont traduits par une réduction de l'endettement financier net du Groupe de 375 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts s'établit à 95 millions d'euros au 31 décembre 2020.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2020, le total des "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" et le total des "Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente" s'élèvent respectivement à 1 292 et 488 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	992	378
Autres actifs	299	90
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**1 292**	**468**
Dettes financières	297	26
Autres passifs	190	65
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**488**	**92**

Les actifs classés en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2019 relatifs à des actifs de production de gaz vert en exploitation en France ont été cédés au cours de l'exercice 2020 (*cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020"*).

Le poste "Actifs destinés à être cédés" au 31 décembre 2020 se rapporte à des actifs dans les énergies renouvelables en Inde et au Mexique (dont la vente est hautement probable mais demeure conditionnée à l'obtention de diverses approbations), ainsi qu'à la participation du Groupe dans la société EV Charged BV (EVBox) dont le projet de cession de la majorité des parts a été annoncé en décembre 2020. La finalisation de ces transactions est attendue courant 2021. Compte tenu des résultats de cession attendus, aucun ajustement de valeur significatif n'a été comptabilisé.

4.3 Autres opérations envisagées

Le Groupe a annoncé, le 31 juillet 2020, une augmentation significative de son programme de rotation d'actifs qui, à moyen terme, pourrait conduire à plus que doubler l'objectif d'environ 4 milliards d'euros annoncé précédemment.

Dans ce cadre le Groupe a entamé une revue stratégique des activités de Solutions clients afin de maximiser leur valeur et de renforcer leur position de leader, et ainsi de saisir les futures opportunités de croissance grâce à un périmètre cohérent et une organisation adaptée, en tenant compte de trois critères principaux : le *business model*, la nature de l'activité et le potentiel de développement dans chaque zone géographique. Le résultat de cette revue stratégique se traduira par : (i) la conservation des activités de Solutions clients axées sur la production d'énergie à faible émission de CO_2, les infrastructures énergétiques et les services associés fournissant des solutions sophistiquées, intégrées et à grande échelle, aux villes, communautés et industries et (ii) pour les autres activités de Solutions clients, la création d'une nouvelle entité leader dans les activités *asset-light* et leurs services associés ayant pour vocation d'être indépendante d'ENGIE à terme. Cette entité sera axée sur deux *business models* – les projets de conception/construction et les services récurrents d'exploitation/maintenance.

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

Le 13 novembre 2020, ENGIE a également annoncé entamer une revue stratégique de sa participation dans GTT, dont il détient 40,4% du capital. ENGIE envisagera de vendre tout ou partie de cette participation soit par le biais d'un processus de vente formel à un tiers soit par une vente sur les marchés.

Compte tenu de l'état d'avancement de ces revues stratégiques au 31 décembre 2020, les conditions pour un classement des actifs concernés en tant qu'"Actifs destinés à être cédés" ne sont pas réunies.

4.4 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020

L'ensemble des acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020 a eu une incidence de 2,5 milliards d'euros sur l'endettement financier net, dont principalement :

- ENGIE et Meridiam, son partenaire à parts égales, ont finalisé la transaction leur permettant d'exploiter durant 50 ans une concession consentie par l'Université de l'Iowa en matière d'efficacité énergétique, de gestion de l'eau et plus globalement de durabilité. La société, dont le contrôle est partagé entre les partenaires, a également émis des actions de préférence détenues par Hannon Armstrong. ENGIE comptabilise sa participation par mise en équivalence. L'impact de cette transaction sur la dette nette du Groupe s'est élevé à environ 204 millions d'euros ;
- ENGIE et son partenaire, la Caisse de dépôt et placement du Québec (CDPQ), ont finalisé l'acquisition des 10% de participation restants dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) auparavant détenus par la société PETROBRAS. Grâce à cette acquisition, la participation totale d'ENGIE dans TAG est portée à 65% (dont la moitié est détenue par ENGIE Brasil Energia) tandis que CDPQ détient les 35% restants. À l'issue de cette transaction, ENGIE conserve un contrôle conjoint avec CDPQ sur cette participation qui reste comptabilisée par la méthode de mise en équivalence. L'impact de cette transaction sur la dette nette du Groupe s'est élevé à environ 112 millions d'euros ;
- par ailleurs, le Groupe et ses partenaires de consortium, Crédit Agricole Assurances et Mirova (une filiale de Natixis Investment Managers), ont finalisé l'acquisition auprès d'EDP du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal. ENGIE détient 40% du consortium, tandis que Crédit Agricole Assurances et Mirova, via des fonds gérés, en détiennent respectivement 35% et 25%. L'impact de cette transaction sur la dette nette d'ENGIE s'est élevé à 652 millions d'euros. La participation est consolidée par mise en équivalence.

Diverses autres acquisitions et prises de participations – constituant le reste de l'impact de 2,5 milliards d'euros ont également été réalisées au cours de l'exercice 2020 – notamment les acquisitions des intérêts minoritaires du terminal méthanier Fos Cavaou en France, de la société Renvico en France et en Italie et d'une concession dans le transport d'électricité au Brésil.

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. 2020	31 déc. 2019
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	426
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 648	4 497
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	50	51
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	137	93
EBITDA	**9 276**	**10 366**

5.2 Résultat opérationnel courant (ROC)

À compter du 1er janvier 2020, afin d'être cohérent avec les définitions de l'EBITDA et du Résultat net récurrent part du Groupe, et conformément aux principes comptables d'ENGIE, le Groupe a revu sa définition de l'indicateur de gestion de la performance Résultat opérationnel courant (ROC) en excluant de ce dernier la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence.

La réconciliation entre l'ancienne et la nouvelle définition du Résultat opérationnel courant (ROC) au 31 décembre 2019 est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2019 publié	Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	31 déc. 2019 retraité
Résultat opérationnel courant (ROC)	5 726	93	5 819

La réconciliation entre Résultat opérationnel courant (ROC) et le résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**4 640**	**5 300**
(-) MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(199)	426
(-) Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	137	93
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

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. 2020	31 déc. 2019
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**(1 536)**	**984**
Résultat net attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		644	664
Résultat net		**(893)**	**1 649**
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"		**3 139**	**1 623**
Pertes de valeur	*9.1*	*3 551*	*1 770*
Restructurations	*9.2*	*343*	*218*
Effets de périmètre	*9.3*	*(1 640)*	*(1 604)*
Autres éléments non récurrents	*9.4*	*886*	*1 240*
Autres éléments retraités		**109**	**154**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8.1*	*(199)*	*426*
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*10*	-	*3*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*10*	*29*	*(6)*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*10*	*158*	*223*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*10*	*69*	*(115)*
Autres effets impôts retraités		*(85)*	*(470)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*137*	*93*
Résultat net récurrent		**2 355**	**3 426**
Résultat net récurrent attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		652	743
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**1 703**	**2 683**

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. 2020	31 déc. 2019
(+)		Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 085	58 996
(+)		*Goodwill*	15 943	18 665
	(-)	*Goodwill Gaz de France – SUEZ et International Power* [1]	*(7 472)*	*(7 650)*
(+)		Créances IFRIC 4, IFRS 16 et IFRIC 12	1 827	1 737
(+)		Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 760	9 216
	(-)	*Goodwill International Power* [1]	*(141)*	*(154)*
(+)		Créances commerciales et autres débiteurs	14 295	15 180
	(-)	*Appels de marge* [1] [2]	*(1 585)*	*(2 023)*
(+)		Stocks	4 140	3 617
(+)		Actifs de contrats	7 764	7 831
(+)		Autres actifs courants et non courants	9 386	10 601
(+)		Impôts différés	(3 536)	(3 771)
	(+)	*Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres* [1] [2]	*(543)*	*(571)*
(-)		Provisions	(27 073)	(25 115)
	(+)	*Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)* [1]	*4 553*	*3 507*
(-)		Fournisseurs et autres créanciers	(17 307)	(19 109)
	(+)	*Appels de marge* [1] [2]	*982*	*1 996*
(-)		Passifs de contrats	(4 354)	(4 330)
(-)		Autres passifs courants et non courants	(14 579)	(14 298)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS			**46 146**	**54 325**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de la situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels
(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques "Créances commerciales et autres débiteurs" et "Fournisseurs et autres créanciers" correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place aux fins de gestion du risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières

5.5 *Cash-flow* des opérations (CFFO)

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

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 788	9 863
Impôt décaissé	(599)	(575)
Variation du besoin en fonds de roulement	(600)	(1 110)
Intérêts reçus d'actifs financiers	21	28
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	57	67
Intérêts financiers versés	(665)	(780)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	53	82
***CASH-FLOW* DES OPÉRATIONS (CFFO)**	**7 054**	**7 574**

5.6 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Investissements corporels et incorporels	5 115	6 524
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	417	864
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*60*	*229*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 067	1 746
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	1 622	595
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	374	532
(+) Autres	*(5)*	*8*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	312	12
(-) Impact des cessions réalisées dans le cadre des activités DBSO [1]	*(1 276)*	*(468)*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

(1) Develop, Build, Share & Operate ; y compris financements Tax Equity reçus (Cf. Note 24 "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. 2020	31 déc. 2019
(+) Emprunts à long terme	16.2 & 16.3	30 092	30 002
(+) Emprunts à court terme	16.2 & 16.3	7 846	8 543
(+) Instruments financiers passifs	16.4	13 115	15 575
(-) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*(12 762)*	*(15 350)*
(-) Autres actifs financiers	16.1	(11 599)	(9 568)
(+) Prêts et créances au coût amorti non compris dans l'endettement financier net		*4 710*	*4 870*
(+) Instruments de capitaux propres à la juste valeur		*1 668*	*1 297*
(+) Instruments de dette à la juste valeur non compris dans l'endettement financier net		*3 134*	*1 899*
(-) *Trésorerie* et équivalents de trésorerie	16.1	(12 980)	(10 519)
(-) Instruments financiers actifs	16.4	(11 065)	(14 272)
(+) Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières et autres éléments		*10 299*	*13 443*
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**22 458**	**25 919**

5.8 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**16**	**22 458**	**25 919**
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	19	7 948	7 611
Provisions pour démantèlement des installations	19	7 604	7 329
Provisions pour reconstitution de sites	19	238	237
Avantages postérieurs à l'emploi – Retraites	20	3 174	2 427
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(351)*	*(93)*
Avantages postérieurs à l'emploi – Droits à remboursement	20	(187)	(160)
Avantages postérieurs à l'emploi – Autres avantages	20	5 732	5 001
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*(3 602)*	*(3 080)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	11	(2 061)	(1 635)
(-) Sociétés régulées d'infrastructures		*947*	*759*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium, instruments financiers dérivés associés et créance Electrabel envers EDF Belgium	16 & 24	(4 479)	(3 236)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE		**37 420**	**41 078**

NOTE 6 Information sectorielle

Au 31 décembre 2020, ENGIE est organisé en vingt-cinq *Business Units* (BUs) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays, de façon décentralisée afin de rester au plus près des clients et de promouvoir l'esprit d'initiative.

Depuis 2019, le Groupe a également renforcé son organisation par quatre *Global Business Lines* (GBLs) : Solutions clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, qui ont vocation à soutenir les équipes locales et la performance transverse en proposant une stratégie inter-BUs pour leur activité, en participant à la hiérarchisation de l'allocation des ressources entre les BUs, en identifiant et en pilotant les principaux programmes transversaux numériques et d'excellence, en identifiant et en mettant en place les partenariats mondiaux et en soutenant, mesurant et présentant la performance globale des activités. À ces GBLs Solutions clients, Infrastructures, Renouvelables et Thermique, s'ajoutent les activités de l'approvisionnement et du nucléaire pour constituer les six grandes familles d'activités du Groupe, ou *Business Lines* (BLs).

L'organisation matricielle du Groupe repose donc sur un axe primaire constitué des BUs et un axe secondaire constitué des BLs.

Conformément aux dispositions d'IFRS 8, ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables. Ceux-ci sont inchangés au 31 décembre 2020 : France hors Infrastructures, Infrastructures France, Reste de l'Europe, Amérique latine, États-Unis & Canada, Moyen-Orient, Asie & Afrique et Autres. Les données présentées au 31 décembre 2019 tiennent compte de changements mineurs engendrés par des réorganisations internes (réallocation d'ENGIE Impact et des projets d'éoliennes en mer vers le secteur autres).

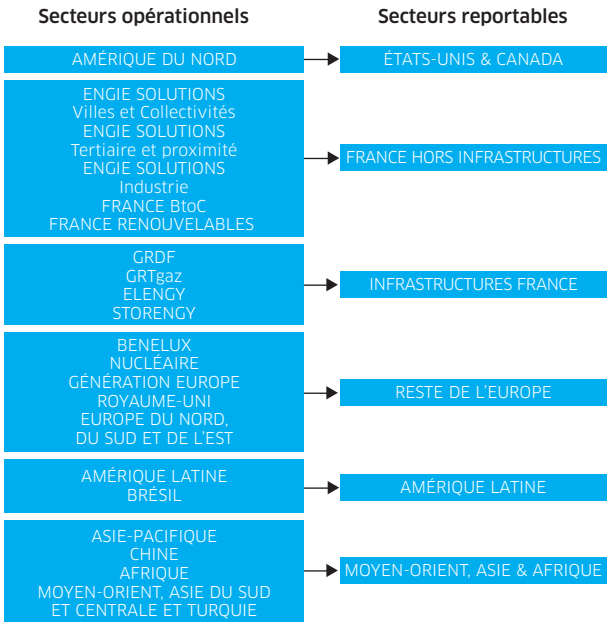
La variété des métiers du Groupe et de leur localisation géographique entraîne une grande diversité de situations et de natures de clientèles (industries, collectivités locales et particuliers). De ce fait, aucun client externe du Groupe ne représente à lui seul 10% ou plus du chiffre d'affaires consolidé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

6.1 Information par secteurs reportables

6.1.1 Définition des secteurs reportables

Chacune des BUs du Groupe correspond à un "secteur opérationnel" dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le "principal décideur opérationnel" au sens d'IFRS 8. Le Groupe a procédé à des regroupements des 25 BUs et présente une information sectorielle organisée autour de sept secteurs reportables reflétant les zones géographiques de l'activité du Groupe :

- un secteur reportable correspondant à un secteur opérationnel : États-Unis & Canada ;
- cinq secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels ;



- par ailleurs l'ensemble "Autres" qui comprend les activités holdings et corporate ainsi que les secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Global Energy Management, Tractebel, GTT, Hydrogène ainsi que l'activité de commercialisation aux Entreprises et Collectivités d'ENGIE SA) du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier.

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

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

Les jugements exercés par le Groupe qui ont conduit à effectuer ces regroupements sont les suivants :

- les secteurs opérationnels ENGIE Solutions (décliné en trois segments de clientèle : Villes et Collectivités, Tertiaire et proximité et Industrie), France *BtoC* et France Énergie Renouvelables, regroupent au sein du secteur reportable **France hors Infrastructures** les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, distribution et commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients *BtoB*, *BtoT* et *BtoC*), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités non régulées et complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés. Ces BUs opèrent par ailleurs dans l'environnement de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy portant les activités d'infrastructures de gaz en France pour l'essentiel (distribution, transport, stockage et terminaux méthaniers) ont été regroupés dans le secteur reportable **Infrastructures France**, s'agissant d'activités régulées présentant des profils de risques et de marges similaires ;
- les secteurs opérationnels Benelux, Nucléaire, Génération Europe, Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable **Reste de l'Europe** car ces BUs, qui représentent l'ensemble des activités du Groupe dans le domaine de l'énergie en Europe hors de France, comprennent des mix d'activités similaires (production et fourniture d'énergie, services à l'énergie) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des Solutions clients ;
- les secteurs opérationnels Amérique latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable **Amérique latine** car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance similaires, avec une part importante de leur chiffre d'affaires générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable **Moyen-Orient, Asie & Afrique** car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie, et évoluent dans des marchés portés par la transition énergétique avec un développement accru des énergies renouvelables et des Solutions clients.

6.1.2 Description des secteurs reportables

- **France hors Infrastructures :** regroupe les activités de (i) les BUENGIE Solutions : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures et qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid), (ii) la BU France *BtoC* : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France.
- **Infrastructures France :** regroupe les BUGRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy, sociétés d'infrastructures françaises qui exploitent des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers, essentiellement en France ; elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.

- **Reste de l'Europe :** regroupe les activités de (i) la BU Nucléaire (production d'électricité à partir de centrales nucléaires), (ii) la BU Benelux (activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : production d'électricité à partir de capacités de production renouvelables, commercialisation de gaz naturel et d'électricité et activités de services à l'énergie), (iii) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (iv) la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et du portefeuille de distribution, fourniture de services et de solutions énergétiques,...), ainsi que de (v) la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Amérique latine :** regroupe les activités de (i) la BU Brésil et (ii) la BU Amérique latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité y compris d'origine renouvelable, les métiers de la chaîne du gaz (y compris infrastructures) et les services à l'énergie.
- **États-Unis & Canada :** comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Moyen-Orient, Asie & Afrique :** regroupe les activités de (i) la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour et Indonésie), (ii) la BU Chine, (iii) la BU Afrique (principalement Maroc et Afrique du Sud) et (iv) la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan). Dans cet ensemble, le Groupe est à la fois présent sur des activités de production et commercialisation d'électricité, les métiers de distribution et de commercialisation de gaz, les services à l'énergie ainsi que le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- **Autres :** englobe les activités de (i) la BU GEM qui a pour mission de gérer et optimiser, pour le compte des BUs qui détiennent les actifs de production d'électricité, les portefeuilles d'actifs physiques et contractuels du Groupe (hors infrastructures gazières) notamment sur le marché européen, de vendre de l'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et de proposer à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), (iii) la BU GTT (spécialisée dans la conception de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport maritime et le stockage sur terre et en mer du gaz naturel liquéfié), (iv) la BU Hydrogène (conception de solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable), ainsi que (v) les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, Entreprises et collectivités (E&C), ainsi que la contribution de l'entreprise associée SUEZ jusqu'à la cession de la participation d'ENGIE en octobre 2020.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

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

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

6.1.3 Indicateurs clés par secteur reportable

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
France hors Infrastructures	14 856	366	15 222	15 854	334	16 188
Infrastructures France	5 439	920	6 359	5 569	979	6 548
Total France	*20 295*	*1 286*	*21 580*	*21 423*	*1 313*	*22 736*
Reste de l'Europe	15 655	1 960	17 615	17 267	1 488	18 756
Amérique latine	4 774	2	4 776	5 341	1	5 342
États-Unis & Canada	4 229	36	4 264	4 457	1	4 458
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 382	-	2 382	2 937	-	2 938
Autres	8 417	4 661	13 078	8 633	5 995	14 627
Élimination des transactions internes		(7 945)	(7 945)		(8 798)	(8 798)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**55 751**	-	**55 751**	**60 058**	-	**60 058**

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	1 391	1 673
Infrastructures France	3 290	3 539
Total France	*4 680*	*5 212*
Reste de l'Europe	1 750	1 757
Amérique latine	2 014	2 221
États-Unis & Canada	245	269
Moyen-Orient, Asie & Afrique	600	725
Autres	(14)	182
TOTAL EBITDA	**9 276**	**10 366**

Dotations aux amortissements

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	(769)	(761)
Infrastructures France	(1 681)	(1 581)
Total France	*(2 450)*	*(2 343)*
Reste de l'Europe	(1 097)	(1 041)
Amérique latine	(471)	(523)
États-Unis & Canada	(121)	(112)
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(81)	(102)
Autres	(428)	(377)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 648)**	**(4 497)**

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	10	18
Infrastructures France	3	3
Total France	*13*	*21*
Reste de l'Europe	128	62
Amérique latine	165	8
États-Unis & Canada	85	60
Moyen-Orient, Asie & Afrique	326	246
Autres	(165)	103
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*(148)*	*113*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**552**	**500**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 184 millions d'euros et 369 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 255 millions d'euros et 245 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Résultat opérationnel courant (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019 [1]
France hors Infrastructures	620	905
Infrastructures France	1 609	1 957
Total France	*2 229*	*2 862*
Reste de l'Europe	648	707
Amérique latine	1 542	1 696
États-Unis & Canada	124	155
Moyen-Orient, Asie & Afrique	518	619
Autres	(483)	(221)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

(1) Les données au 31 décembre 2019 ont été retraitées afin de tenir compte du changement de définition du ROC qui exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence (cf. Note 5.2 "Résultat opérationnel courant (ROC)")

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	7 326	7 157
Infrastructures France	19 891	20 172
Total France	*27 218*	*27 329*
Reste de l'Europe	(1 530)	1 805
Amérique latine	9 494	11 462
États-Unis & Canada	3 500	3 550
Moyen-Orient, Asie & Afrique	2 818	3 636
Autres	4 647	6 542
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	-	*2 027*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**46 146**	**54 325**

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	734	1 019
Infrastructures France	1 763	1 745
Total France	*2 496*	*2 764*
Reste de l'Europe	2 298	1 433
Amérique latine	1 514	2 499
États-Unis & Canada	455	1 351
Moyen-Orient, Asie & Afrique	(470)	449
Autres	1 393	1 547
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

6.2 Information par *Business Line*

6.2.1 Définition des *Business Lines*

- **Solutions clients :** englobe (hors clients *BtoC*) les activités de prestations de services, unitaires ou regroupés, par exemple, *design*, conception, ingénierie, travaux, exploitation, installation, maintenance et *facility management* ainsi que les activités de gestion d'actifs, comme par exemple les réseaux de chaud et de froid, d'actifs de production d'énergie dédiés (énergie décentralisée – production livrée directement chez le client). Elle inclut également notre participation dans le groupe SUEZ, partiellement cédé le 6 octobre 2020 à VEOLIA (*cf. Note 4 "Principales variations de périmètre"*).
- **Infrastructures :** englobe les activités et projets d'infrastructures électriques et gazières du Groupe. Ces activités incluent la gestion et le développement (i) des réseaux de transport de gaz et d'électricité en Europe et Amérique latine ainsi que des réseaux de distribution de gaz naturel en Europe, en Asie et sur le continent américain, (ii) des stockages souterrains de gaz naturel en Europe et (iii) des infrastructures de regazéification en France et au Chili. Au-delà des activités historiques de gestion des infrastructures, son portefeuille d'actifs participe également aux enjeux de la décarbonation de l'énergie et de verdissement des réseaux (intégration progressive de gaz verts, projets autour de l'hydrogène, projets de géothermie, *energy as a service*…).
- **Renouvelables :** regroupe l'ensemble des activités de production centralisée d'énergies renouvelables – notamment le financement, la construction et l'exploitation d'installations renouvelables – qui s'appuient sur l'exploitation de filières diverses telles que l'énergie hydroélectrique, l'éolien terrestre, le solaire photovoltaïque, la biomasse, l'éolien en mer, la géothermie et le biogaz principalement. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité.
- **Thermique :** regroupe l'ensemble des activités de production d'énergie centralisée à partir d'actifs thermiques, contractés ou non. Elle comprend l'exploitation de centrales utilisant principalement comme combustible le gaz, le charbon ainsi que les centrales de stockage par pompage. L'énergie produite est injectée sur le réseau et vendue soit sur le marché libre ou régulé, soit à des tiers au travers de contrats de vente d'électricité. Elle comprend également le financement, la construction et l'exploitation d'usines de dessalement, couplées ou non aux centrales de production d'électricité.
- **Nucléaire :** englobe l'ensemble des activités de production nucléaire du Groupe avec un parc de production de sept réacteurs en Belgique (quatre à Doel et trois à Tihange) et des droits de tirage en France.
- **Approvisionnement :** englobe l'ensemble des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aux clients finaux, qu'ils soient professionnels ou particuliers. Elle regroupe également l'ensemble des activités de Services à destination des clients résidentiels.
- Par ailleurs l'ensemble **Autres** regroupe les activités (i) de gestion et d'optimisation de l'énergie (ii) de la BU GTT, (iii) et des activités de *corporate* et de *holdings*.

6.2.2 Indicateurs clés par *Business Line*

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Solutions clients	1 208	1 836
Infrastructures	3 850	4 026
Renouvelables	1 559	1 724
Thermique	1 646	1 763
Nucléaire	415	192
Approvisionnement	439	638
Autres	159	186
TOTAL EBITDA	**9 276**	**10 366**

Résultat opérationnel courant (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)
Solutions clients	459	1 082
Infrastructures	2 063	2 344
Renouvelables	1 070	1 195
Thermique	1 209	1 320
Nucléaire	(111)	(314)
Approvisionnement	112	345
Autres	(224)	(154)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)	**4 578**	**5 819**

(1) Les données au 31 décembre 2020 ont été retraitées afin de tenir compte du changement de définition du Roc qui exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entités mises en équivalence (cf. Note 5.2 "Résultat opérationnel courant (ROC)")

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Solutions clients	992	1 621
Infrastructures	2 502	3 446
Renouvelables	1 637	2 475
Thermique	187	517
Nucléaire	1 740	636
Approvisionnement	357	457
Autres	272	889
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 687**	**10 042**

6.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

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

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)	31 déc. 2020	31 déc. 2019 (1)
France	22 440	24 223	30 569	31 831
Belgique	5 185	5 894	(9 638)	(6 026)
Autres Union européenne	9 960	10 428	5 867	8 363
Autres pays d'Europe	4 420	5 192	2 847	490
Amérique du Nord	5 471	5 273	4 272	4 419
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 686	3 867	2 501	3 355
Amérique du Sud	4 201	4 759	8 918	10 920
Afrique	387	422	810	971
TOTAL	**55 751**	**60 058**	**46 146**	**54 325**

(1) Les données comparatives 2019 ont été reclassées suite à la ratification de l'accord de retrait actant la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne le 31 janvier 2020

NOTE 7 Ventes

7.1 Chiffre d'affaires

Principes comptables

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

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

- **Gaz, électricité et autres énergies**

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

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

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

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

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

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

- **Constructions, installations, exploitation et maintenance, "*facility management*" et autres services**

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

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

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

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

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

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

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

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	2 537	4 130	170	8 014	4	14 856
Infrastructures France	25	-	5 210	192	12	5 439
Total France	*2 563*	*4 131*	*5 380*	*8 206*	*16*	*20 295*
Reste de l'Europe	2 728	5 651	312	6 918	46	15 655
Amérique latine	433	3 204	281	715	141	4 774
États-Unis & Canada	166	2 506	1	1 553	2	4 229
Moyen-Orient, Asie & Afrique	351	936	23	978	94	2 382
Autres	2 938	3 473	110	1 257	639	8 417
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**9 178**	**19 901**	**6 108**	**19 626**	**937**	**55 751**

En millions d'euros	Ventes de gaz	Ventes d'électricité et autres énergies	Ventes de services liés aux infrastructures	Constructions, installations, O&M, FM et autres services	Autres	31 déc. 2019
France hors Infrastructures	3 207	4 160	144	8 338	5	15 854
Infrastructures France	64	1	5 265	218	22	5 569
Total France	*3 271*	*4 160*	*5 409*	*8 556*	*27*	*21 423*
Reste de l'Europe	3 147	6 403	331	7 321	66	17 267
Amérique latine	559	3 840	351	457	134	5 341
États-Unis & Canada	465	2 734	2	1 254	3	4 457
Moyen-Orient, Asie & Afrique	446	1 293	44	1 053	101	2 937
Autres	3 464	3 303	106	1 141	619	8 633
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 351**	**21 732**	**6 244**	**19 781**	**949**	**60 058**

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

Principes comptables

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

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

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

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

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

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

Il convient de se reporter à la Note 17 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Créances commerciales et autres débiteurs	14 295	15 180
Dont IFRS 15	*6 897*	*7 385*
Dont non-IFRS 15	*7 398*	*7 795*
Actifs de contrats	7 764	7 831
Produits à recevoir et factures à établir	*6 754*	*6 783*
Gaz et électricité en compteur [1]	*1 010*	*1 048*

(1) Net des acomptes reçus

Au 31 décembre 2020, les secteurs enregistrant le plus d'actifs de contrats sont la France hors Infrastructures (2 817 millions d'euros, principalement ENGIE Solutions et *BtoC*), le Reste de l'Europe (2 501 millions d'euros, principalement sur le Benelux, l'Allemagne et le Royaume-Uni) et Autres (1 086 millions d'euros, principalement sur la BU GEM).

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net	Brut	Dépréciation & perte de valeur attendues	Net
Créances commerciales et autres débiteurs	15 568	(1 273)	14 295	16 277	(1 097)	15 180
Actifs de contrats	7 784	(20)	7 764	7 848	(17)	7 831
TOTAL	**23 351**	**(1 292)**	**22 059**	**24 125**	**(1 114)**	**23 011**

Gaz et électricité en compteur

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, le gaz livré mais non encore relevé à la clôture, est estimé à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente.

Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives n'étant parfois connues qu'avec plusieurs mois de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier a posteriori que les risques d'erreur dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs.

En France et en Belgique, le "gaz en compteur" est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. La quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

L'"électricité en compteur" est également déterminée sur la base d'une méthode d'allocation directe similaire à celle utilisée pour le gaz en tenant compte toutefois des spécificités liées aux consommations d'électricité. En ce qui concerne sa valorisation elle se fera également client par client ou par typologie de clients.

Au 31 décembre 2020, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) – principalement sur la France et la Belgique – s'élève à 3 079 millions d'euros (contre 3 275 millions d'euros au 31 décembre 2019).

7.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Passifs de contrats	39	4 315	4 354	45	4 286	4 330
Avances et acomptes reçus	*15*	*2 123*	*2 138*	*11*	*2 190*	*2 201*
Produits constatés d'avance	*25*	*2 192*	*2 217*	*34*	*2 096*	*2 129*

Au 31 décembre 2020, les secteurs enregistrant le plus de chiffre d'affaires constaté à l'avancement, liés à des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations sont la France hors Infrastructures (2 332 millions d'euros, principalement chez ENGIE Solutions et *BtoC*) et le Reste de l'Europe (1 455 millions d'euros principalement au Benelux et en Allemagne).

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 2020 s'élève à 15 883 millions d'euros et concerne essentiellement les BURoyaume-Uni (7 337 millions d'euros) et ENGIE Solutions (5 250 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et Facility Management pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. les BUBenelux, Tractebel Engineering et Europe du Nord, du sud et de l'Est ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

NOTE 8 Charges opérationnelles

Principes comptables

Les charges opérationnelles comprennent :

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

8.1 Achats

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Achats, et autres charges et produits sur dérivés opérationnels non qualifiés de *trading* (1)	(24 078)	(28 795)
Achats de services et autres (2)	(10 889)	(10 609)
ACHATS ET DÉRIVÉS À CARACTÈRE OPÉRATIONNEL	**(34 967)**	**(39 404)**

(1) Dont un produit net au 31 décembre 2020 de 199 millions d'euros au titre du MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel (contre une charge nette de 426 millions d'euros au 31 décembre 2019)
(2) Dont 175 millions d'euros de charges de location relatives à des contrats à court terme et contrats portant sur des actifs de faible valeur comptabilisées au 31 décembre 2020 (contre 258 millions d'euros au 31 décembre 2019

8.2 Charges de personnel

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Avantages à court terme		(11 191)	(10 933)
Paiements fondés sur des actions	21	(53)	(56)
Charges liées aux plans à prestations définies	20.3.4	(267)	(368)
Charges liées aux plans à cotisations définies	20.4	(248)	(121)
CHARGES DE PERSONNEL		**(11 759)**	**(11 478)**

8.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Dotations aux amortissements	14 & 15	(4 648)	(4 497)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs		(239)	(104)
Variation nette des provisions	19	110	208
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS		**(4 778)**	**(4 393)**

Au 31 décembre 2020, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 995 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 655 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 9 Autres éléments du résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

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

- les "Pertes de valeur" : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwill*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- les "Restructurations" : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative le champ d'activité de l'entreprise, ou la manière dont cette activité est gérée, conformément aux critères prévus par IAS 37 ;
- les "Effets de périmètre". Cette ligne regroupe :
  - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
  - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
  - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
  - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés – à l'exception des résultats dégagés dans le cadre des modèles "*Develop, Build, Share & Operate*" (DBSO) ou "*Develop, Share, Build & Operate*" (DSBO), utilisés dans les énergies renouvelables et reposant sur la rotation continue des capitaux employés, qui sont enregistrées 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. 2020	31 déc. 2019
Pertes de valeur :			
Goodwill	13.1	(2 145)	(116)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	14 & 15	(1 257)	(1 735)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		(237)	-
Total des pertes de valeur d'actifs		**(3 639)**	**(1 851)**
Reprises de pertes de valeur :			
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles		88	61
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant		-	20
Total des reprises de pertes de valeur		**88**	**81**
TOTAL		**(3 551)**	**(1 770)**

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élèvent à 3 551 millions d'euros. Elles concernent principalement le *goodwill* ainsi que les immobilisations corporelles et incorporelles. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2020 s'établit à 3 420 millions d'euros.

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

9.1.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2020

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 s'élèvent à 3 551 millions d'euros et portent essentiellement sur les éléments suivants :

- ***Goodwill* de l'UGT Nucléaire** (2 145 millions d'euros) **et actifs nucléaires en Belgique** (715 millions d'euros)

  Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans, au-delà de 2025, de la moitié de son parc d'unités de seconde génération.

  Les pertes de valeur constatées sur l'exercice tiennent compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique.
- **Autres pertes de valeur**

  Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe portent principalement sur :
  - un investissement dans un actif de production gazière en Algérie (123 millions d'euros) ;
  - des actifs de production d'électricité d'origine thermique au Moyen-Orient (115 millions d'euros) ;
  - d'autres actifs de production thermique ou renouvelable au Mexique (70 millions d'euros), en Amérique du Nord (69 millions d'euros) et au Brésil (64 millions d'euros).

9.1.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2019

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2019 s'élevaient à 1 770 millions d'euros et concernaient principalement :

- les unités nucléaires belges non prolongeables (1 023 millions d'euros) suite à la révision triennale des provisions nucléaires et l'augmentation consécutive de la valeur comptables des actifs de démantèlement liés, dans un contexte de tassement des prix ;
- d'autres pertes de valeur relatives à des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique latine (165 millions d'euros) et au Moyen-Orient (135 millions d'euros), l'actif incorporel de la valorisation du portefeuille clients *BtoC* France (111 millions d'euros) ainsi que l'ajustement de valeur de plusieurs centrales charbon en Allemagne et aux Pays-Bas dans le contexte de leur cession (148 millions d'euros).

Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2019 s'établissait à 1 579 millions d'euros.

9.2 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 343 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2019) comprennent essentiellement en 2020 et 2019 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 et divers autres coûts de restructurations.

9.3 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2020, les effets de périmètre s'élèvent à 1 640 millions d'euros et comprennent principalement (i) un résultat de 1 735 millions d'euros relatif à la cession de la plus grande partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ, (ii) un résultat de 95 millions d'euros relatif à la cession des participations du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis, partiellement compensés par (iii) 62 millions d'euros de perte encourue dans le cadre de la cession de la société Multitech au Canada et (iv) 51 millions d'euros de variation négative de la juste valeur de l'*earn-out* lié à la cession des activités GNL à TOTAL en 2018.

Au 31 décembre 2019, les effets de périmètre s'élevaient à 1 604 millions d'euros et comprenaient principalement un résultat de 1 580 millions d'euros relatif à la cession de Glow dont 143 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

9.4 Autres éléments non récurrents

Les autres éléments non récurrents au 31 décembre 2020, d'un montant total de -886 millions d'euros, comprennent essentiellement outre les impacts de la révision de provisions pour démantèlement et réhabilitation de sites industriels, les effets de l'extension, au reste de ses positions gaz en Europe, du mode de gestion en *trading* initié par la BU GEM en 2017 :

Le cadre de gestion des positions gaz du Groupe en Europe avait évolué en 2017 sur la plus grande partie des contrats long terme gérés par la BU GEM, d'une gestion en portefeuille vers une gestion individuelle des positions face au marché. En 2020, ENGIE a décidé d'étendre ce modèle de gestion en *trading* au reste du périmètre gaz, tirant ainsi les conséquences d'évolutions contractuelles et d'un accroissement attendu des volumes disponibles sur cette zone désormais concernée par le business model *trading*. La mise en place du nouveau mode de gestion, sur ce périmètre étendu, est rendue possible grâce au déploiement d'outils permettant une meilleure représentation économique des positions. Une nouvelle organisation a ainsi été mise en place en ce sens en décembre 2020.

Ce changement de cadre de gestion conduit dès lors le Groupe à étendre la comptabilité de juste valeur aux actifs concernés, induisant un impact comptable initial de mise en juste valeur s'élevant à -726 millions d'euros. À compter de cette date, les résultats du Groupe intègrent les pertes et gains relatifs à ces positions, réalisés et latents, au sein de la marge nette de *trading* présentée en chiffre d'affaires et en résultat opérationnel courant.

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

NOTE 10 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2020	Charges	Produits	31 déc. 2019
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(901)	-	(901)	(894)	-	(894)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(21)	-	(21)	-	30	30
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	-	-	(3)	-	(3)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	47	47	-	84	84
Coûts d'emprunts capitalisés	103	-	103	106	-	106
Coût de la dette	**(819)**	**47**	**(772)**	**(790)**	**114**	**(676)**
Coût des dettes de location	**(47)**	-	**(47)**	**(48)**	-	**(48)**
Soultes décaissées lors du débouclage de *swaps*	(44)	-	(44)	(62)	-	(62)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	31	31	-	62	62
Résultat sur opérations de refinancement anticipé	(16)	-	(16)	-	6	6
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	**(60)**	**31**	**(29)**	**(62)**	**68**	**6**
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(89)	-	(89)	(121)	-	(121)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(614)	-	(614)	(566)	-	(566)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture, résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(158)	-	(158)	(223)	-	(223)
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(97)	73	(24)	(34)	212	179
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	-	178	178	-	169	169
Autres	(346)	225	(122)	(457)	350	(107)
Autres produits et charges financiers	**(1 306)**	**475**	**(830)**	**(1 400)**	**731**	**(669)**
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 232)**	**553**	**(1 678)**	**(2 300)**	**913**	**(1 387)**

Le coût de la dette nette est en hausse par rapport au 31 décembre 2019 en raison de la baisse de la rémunération de la trésorerie et de résultat de change plus défavorable.

Le résultat des instruments de dette et de capitaux propres d'un montant de -24 millions d'euros comprend principalement la variation de juste valeur négative des OPCVM détenus par Synatom pour -66 millions d'euros *(cf. Note 16.1.1.2 "Instruments de dette à la juste valeur").*

En 2020, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'est élevé à 2,38% contre 2,70% au 31 décembre 2019.

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 715 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 640 millions d'euros en 2019). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Impôt exigible	(801)	(761)
Impôt différé	85	121
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(715)**	**(640)**

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. 2020	31 déc. 2019
Résultat net	**(893)**	**1 649**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	552	500
Impôt sur les bénéfices	(715)	(640)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**(730)**	**1 790**
Dont sociétés françaises intégrées	*1 559*	*285*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(2 288)*	*1 505*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	32,0%	34,4%
Produit/(charge) d'impôt théorique (C) = (A) X (B)	**234**	**(616)**
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	(183)	215
Différences permanentes [1]	(627)	(23)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	571	533
Compléments d'impôt [3]	(392)	(123)
Effet de la non-reconnaissance d'actifs d'impôt différé sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(638)	(867)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	266	212
Effet des changements de taux d'impôt [6]	(106)	(55)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	112	101
Autres [8]	47	(16)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(715)**	**(640)**

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

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

(3) Comprend notamment les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, la quote-part de frais et charges sur les dividendes, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés

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

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

(6) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France, au Royaume-Uni pour 2020 et en France et au Luxembourg pour 2019

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

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

Le Groupe a revu les positions nettes d'impôt différé sur base de projections de résultats fiscaux futurs, incluant les effets attendus de la crise de la Covid-19 et les changements législatifs approuvés en 2020. Les effets ont été limités à quelques pays.

11.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

	Impacts résultat	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(203)	572
Engagements de retraite et assimilés	(78)	28
Provisions non déductibles	222	(137)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	276	(93)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	488	(1 360)
Autres	(40)	(36)
Total	**666**	**(1 028)**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	2	(239)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	(437)	1 661
Autres	(146)	(273)
Total	**(581)**	**1 149**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**85**	**121**

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. 2020	31 déc. 2019
Instruments de capitaux propres et de dettes	(10)	(2)
Écarts actuariels	399	256
Couverture d'investissement net	(27)	12
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(128)	218
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	17	10
Total hors quote-part des entreprises mises en équivalence	**253**	**494**
Quote-part des entreprises mises en équivalence	116	81
TOTAL	**369**	**575**

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 2019	**860**	**(4 631)**	**(3 771)**
Effet du résultat de la période	666	(580)	85
Effet des autres éléments du résultat global	504	(245)	259
Effet de périmètre	(9)	(19)	(29)
Effet de change	(90)	213	122
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(39)	29	(10)
Autres effets	(723)	530	(193)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(288)	288	-
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**880**	**(4 416)**	**(3 536)**

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

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

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

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs d'impôt différé :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 771	2 118
Engagements de retraite	2 061	1 635
Provisions non déductibles	434	268
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	953	763
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	2 148	2 199
Autres	444	518
TOTAL	**7 810**	**7 502**
Passifs d'impôt différé :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 531)	(8 953)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(2 067)	(1 700)
Autres	(748)	(620)
TOTAL	**(11 346)**	**(11 273)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(3 536)**	**(3 772)**

11.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2020, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de la situation financière s'élève à 4 061 millions d'euros (contre 3 836 millions d'euros au 31 décembre 2019). 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, au Luxembourg et aux Pays-Bas). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu entièrement ou partiellement 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 823 millions d'euros en 2020 contre 929 millions d'euros en 2019.

NOTE 12 Résultat par action

Principes comptables

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat de base par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions ordinaires potentiellement dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés *(cf. Note 18.2.1 "Émission de titres super-subordonnés").*

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

	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**(1 536)**	**984**
Rémunération des titres super-subordonnés	(187)	(165)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**(1 723)**	**820**
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**(1 723)**	**820**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 416**	**2 413**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	12
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 427**	**2 425**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**(0,71)**	**0,34**
Résultat net part du Groupe par action dilué	**(0,71)**	**0,34**

NOTE 13 *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.

Risque de perte de valeur

Les *goodwill* ne sont pas amortis mais font l'objet, conformément à IAS 36, de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur. Ces *goodwill* sont testés au niveau des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Il y a perte de valeur du *goodwill* si la valeur nette comptable de l'UGT à laquelle le *goodwill* est affecté est supérieure à la valeur recouvrable de cette UGT. Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 13.3.

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

Indices de perte de valeur sur un *goodwill*

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

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

13.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2019	**18 665**
Pertes de valeur	(2 145)
Variations de périmètre et Autres	(151)
Écarts de conversion	(330)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**15 943**

Les variations de la période proviennent principalement de la dépréciation du *goodwill* de l'UGT Nucléaire, ainsi que de la cession de la participation du Groupe dans les sociétés Astoria 1 et 2, compensée par les différentes acquisitions réalisées au cours de l'exercice (*cf. Note 4 "Principales variations de périmètre"*).

13.2 Informations sur les UGT *goodwill*

Le tableau ci-dessous présente le montant du *goodwill* des UGT "significatives" au 31 décembre 2020 :

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2020
UGT Significatives		
GRDF	Infrastructures France	4 009
Nucléaire	Reste de l'Europe	797
ENGIE Solutions	France hors Infrastructures	1 470
Benelux	Reste de l'Europe	1 242
France Renouvelables	France hors Infrastructures	1 178
Royaume-Uni	Reste de l'Europe	1 019
Autres UGT importantes		
France *BtoC*	France hors Infrastructures	1 050
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Reste de l'Europe	863
GRTgaz	Infrastructures France	614
Amérique du Nord	États-Unis & Canada	538
Génération Europe	Reste de l'Europe	521
Autres UGT		
TOTAL		**15 943**

Au cours de l'exercice 2020, certains ajustements d'organisation du Groupe ont eu lieu (*cf. Note 6 "Information sectorielle"*) :

- le regroupement des UGT France *BtoB* et France Réseaux, maintenant réunies dans la nouvelle UGT ENGIE Solutions ;
- la subdivision de la BU Benelux qui a entraîné la création de trois UGT distinctes : Nucléaire, Renouvelables et Benelux (activités de services à l'énergie, de commercialisation d'électricité et de gaz) ;
- la réallocation des parts de *goodwill* des UGT Amérique du Nord et Tractebel relatives à ENGIE Impact vers l'UGT Impact.

13.3 Tests de pertes de valeur des UGT *goodwill*

Toutes les UGT *goodwill* ont fait l'objet d'un test de perte de valeur ; par ailleurs, les immobilisations incorporelles et corporelles ont été testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent lorsqu'il existait des indices révélant une altération de leur valeur. La conjoncture actuelle dégradée par la crise de la Covid-19 emporte des conséquences qui constituent des indices de pertes de valeur potentielles : notamment la baisse des prix de l'énergie, de l'activité dans le *BtoB* ou des marchés boursiers. Le Groupe n'a pas relevé de risque accru de dépréciation en raison de la crise du Covid-19, notamment pour les actifs attachés aux activités peu capitalistiques ou peu exposées à des variations à court terme des conditions de marché : c'est particulièrement le cas pour les infrastructures régulées, les activités historiques de Solutions clients ou la commercialisation d'énergie.

Les tests de pertes de valeur sont réalisés sur la base des données à fin juin, complétés par une revue des événements du second semestre.

La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 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 2024-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2020 par le Comité Exécutif du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

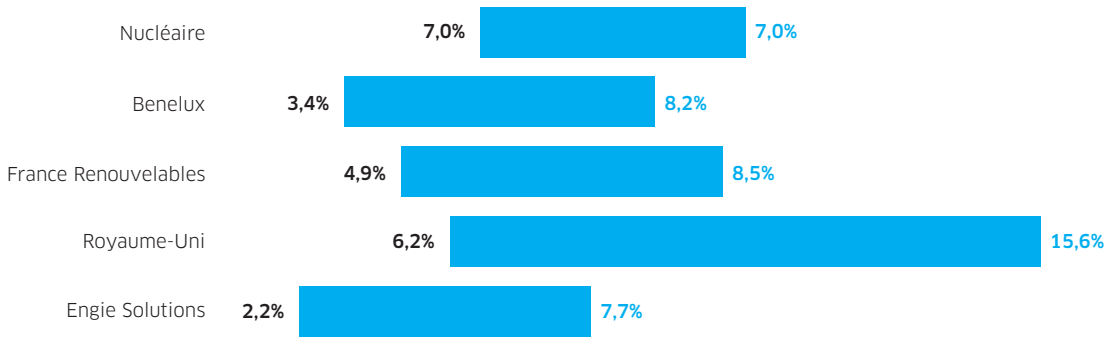
- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

Taux d'actualisation

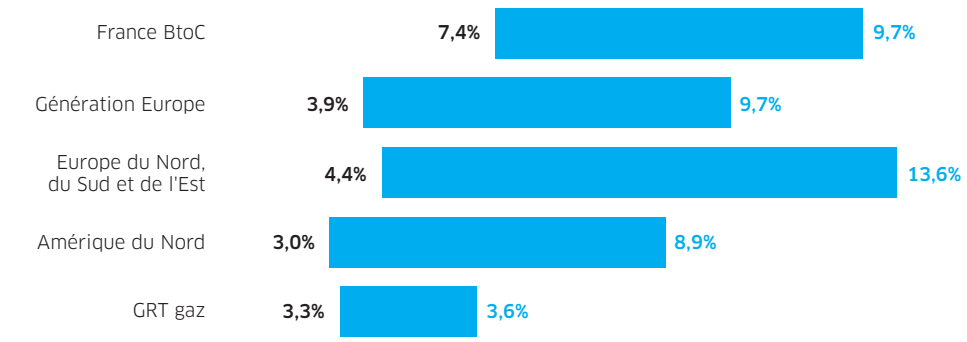
Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marchés, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux après impôts retenus en 2020 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 2,2% et 15,6% (entre 3,1% et 13,1% en 2019).

Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés ci-après :

UGT Significatives



Autres UGT importantes (1)



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

13.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de pertes de valeur des UGT *goodwill* significatives du Groupe au 31 décembre 2020.

13.3.1.1 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur terminale retenue dans le calcul de la valeur d'utilité correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2026. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

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

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

13.3.1.2 UGT Nucléaire

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 797 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Nucléaire du Groupe regroupe les activités de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires 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

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

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

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur le reste de la durée légale de 50 ans. Pour les unités de seconde génération Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, projection des flux de trésorerie sur la durée légale de 40 ans, sans hypothèse de prolongation contrairement aux années précédentes.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.

Les hypothèses les plus structurantes concernant le cadre régulatoire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes.

Le test de perte de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de la prolongation de Doel 1 et Doel 2, et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40e année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016 et revues par la CREG en 2020.

Le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40e année d'exploitation, énoncés dans la loi du 31 janvier 2003 sur "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité" ont été régulièrement réaffirmés (loi du 18 juin 2015, pacte énergétique approuvé par le gouvernement le 30 mars 2018, accord gouvernemental du 30 septembre 2020 et note de politique générale du 4 novembre 2020). Ce principe reste cependant toujours assorti de mécanismes d'analyse permettant de réapprécier, d'ici la fin de l'année 2021, cette décision en fonction de ses impacts sur la sécurité d'approvisionnement, le climat, les prix de l'énergie et la sécurité des installations qui font l'objet d'un *monitoring*. Si ce *monitoring* met en lumière un problème de sécurité d'approvisionnement, l'accord de gouvernement de 2020 prévoit la possibilité d'ajuster le calendrier légal pour une capacité pouvant aller jusqu'à 2 GW. Néanmoins, compte tenu des annonces du gouvernement belge à l'automne 2020 et des échanges intervenus avec le Groupe depuis, il a été considéré, pour le test de perte de valeur 2020 et contrairement aux années passées, que, notamment, les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension n'étaient plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation de 20 ans de la moitié du parc d'unités de seconde génération au-delà de 2025.

En France, l'Autorité de Sureté 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 de Tricastin et Chooz B, au-delà de leur quatrième visite décennale, et donc des droits de tirage du Groupe qui arrivent à échéance en moyenne respectivement en 2021 et 2039. Cette hypothèse de prolongation était déjà prise en compte les années passées, le Groupe considérant, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constituait le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de perte de valeur

Compte tenu du changement majeur d'hypothèse industrielle décrit ci-avant, du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 ainsi que de la mise à jour du scenario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique, le Groupe a comptabilisé, à la clôture de l'exercice, des pertes de valeur de 715 millions d'euros sur les actifs nucléaires en Belgique et de 2 145 millions d'euros sur le *goodwill* affecté à l'UGT nucléaire. La valeur comptable du *goodwill* résiduel s'élève à 797 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur l'ensemble de l'horizon de la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 1,7 milliard d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 euros/MWh, se traduirait par une augmentation de la valeur recouvrable de l'UGT de l'ordre de 1,5 milliard d'euros.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 0,1 milliard d'euros. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une augmentation de la valeur recouvrable de l'UGT de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

13.3.1.3 UGT ENGIE Solutions

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 470 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT ENGIE Solutions regroupe en France les activités (i) de services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures et (ii) de conception, financement, construction et exploitation des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux de chaud et froid).

La valeur terminale retenue pour le calcul de la valeur d'utilité des activités de services et de commercialisation d'énergie a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme en utilisant un taux de croissance long terme de 1,85% 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.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 25% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 27% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 20% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 23% sur ce calcul.

13.3.1.4 UGT Benelux

Le montant total du *goodwill* affecté à l'UGT Benelux s'élève à 1 242 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Benelux regroupe les activités de services à l'énergie, de commercialisation d'électricité et de gaz en Belgique et aux Pays-Bas ainsi que les activités de services à l'énergie au Luxembourg.

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

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 21% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 24% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 15% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 15% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 16% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de services aurait un impact positif de 16% sur ce calcul.

13.3.1.5 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 178 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT France Renouvelables regroupe les activités de développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France (hydraulique, éolien, photovoltaïque).

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

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, les hypothèses de renouvellement des concessions hydroélectriques et l'évolution 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, ainsi que sur les modalités d'une éventuelle prolongation.

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

Une diminution du prix de l'électricité de 10 euros/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 105% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 euros/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 102% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 80% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 97% sur ce calcul.

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

13.3.1.6 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 019 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

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

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 24% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 27% sur ce

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 23% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 23% sur ce calcul.

13.3.2 Autres UGT importantes

13.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 538 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (*cf. Note 3.2 "Participations dans les coentreprises"*) – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2020 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

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

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

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

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 46% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 33% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 50% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 30% sur ce calcul.

Une diminution de 10% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 35% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT par rapport à la valeur comptable ; la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10% de la marge des activités de services aurait un impact positif de 16% sur ce calcul.

13.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 521 millions d'euros au 31 décembre 2020. L'UGT Génération Europe regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2021 et plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de trois ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité au-delà de l'horizon liquide.

Résultats du test de perte de valeur

Au 31 décembre 2020, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Génération Europe est supérieure à sa valeur comptable.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 13% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 13% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 29%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 29% sur ce calcul.

13.3.2.3 Autres UGT *goodwill* importantes

Les autres UGT *goodwill* importantes présentent des marges importantes entre leur valeur recouvrable et leur valeur nette comptable au 31 décembre 2020.

13.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2020
France hors Infrastructures	3 698
Infrastructures France	5 006
Reste de l'Europe	4 494
Amérique latine	706
États-Unis & Canada	650
Moyen-Orient, Asie & Afrique	667
Autres	721
TOTAL	**15 943**

NOTE 14 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

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

Amortissement

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

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	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.

Risque de perte de valeur

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

Indices de perte de valeur

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

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

Pertes de valeur

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

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

Évaluation de la valeur recouvrable

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

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

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

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

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

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

Droits incorporels sur contrats de concession

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

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

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

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

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

Frais de recherche et développement

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

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

14.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
Valeur brute				
Au 31 décembre 2019	**3 838**	**2 862**	**11 984**	**18 684**
Acquisitions	158	-	1 111	1 269
Cessions	(5)	(18)	(122)	(146)
Écarts de conversion	(99)	-	(196)	(294)
Variations de périmètre	13	-	97	109
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	-	(56)	(56)
Autres variations	2	64	68	134
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**3 907**	**2 908**	**12 886**	**19 701**
Amortissements et pertes de valeur				
Au 31 décembre 2019	**(1 656)**	**(2 135)**	**(7 855)**	**(11 646)**
Dotations aux amortissements	(113)	(75)	(806)	(995)
Pertes de valeur	(25)	-	(61)	(85)
Cessions	2	18	71	92
Écarts de conversion	10	-	81	91
Variations de périmètre	-	-	(4)	(4)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	-	7	7
Autres variations	-	-	36	36
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(1 781)**	**(2 193)**	**(8 532)**	**(12 505)**
Valeur nette comptable				
Au 31 décembre 2019	**2 182**	**727**	**4 129**	**7 038**
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 126**	**716**	**4 354**	**7 196**

L'augmentation nette des immobilisations incorporelles s'explique essentiellement par des investissements sur la période s'élevant à 1 269 millions d'euros et des effets de périmètre positifs de 105 millions d'euros principalement liés à l'acquisition de la société Novo Estado Transmissora de Energia dans les infrastructures au Brésil pour 52 millions d'euros et à trois acquisitions d'ENGIE Solutions en France et au Royaume-Uni pour 25 millions d'euros, compensés par des dotations aux amortissements de 995 millions d'euros et un effet négatif des variations de change pour 203 millions d'euros dû principalement à la forte dépréciation du réal brésilien (132 millions d'euros).

14.1.1 Pertes de valeur

Le Groupe a procédé à la revue des actifs en tenant compte du fait que la crise de la Covid-19 emporte des conséquences qui constituent des indices de pertes de valeur potentiels (notamment la baisse des prix de l'énergie, de l'activité dans le *BtoB*, *cf. Note 13 "Goodwill"*).

Les pertes de valeurs nettes comptabilisées au 31 décembre 2020 allouées aux immobilisations incorporelles s'élèvent à 85 millions d'euros et concernent principalement la BU ENGIE Solutions.

14.1.2 Droits de capacité

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

14.1.3 Autres

Au 31 décembre 2020, ce poste comprend principalement 1 388 millions d'euros de logiciels et licences, 638 millions d'euros d'immobilisations incorporelles en cours, ainsi que 2 059 millions d'euros composés notamment d'actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et de coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés.

14.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 190 millions d'euros pour l'exercice 2020, dont 27 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 15 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieure

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

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

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

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

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

Contrats de location

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

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

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

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

Gaz *coussin*

Le gaz "coussin", injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz "utile" comptabilisé en stock (*cf. Note 24.2 "Stocks"*), il est enregistré en Autres immobilisations.

Amortissement

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

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

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

* *Hors gaz coussin*

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minimales concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maximales s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et de stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à "la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité", les centrales nucléaires sont, depuis l'exercice 2003, amorties de manière prospective sur 40 ans, à compter de leur date de mise en service, à l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

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

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

Risque de perte de valeur

Cf. Note 14 "Immobilisations incorporelles".

Indices de perte de valeur

Cf. Note 13 "Goodwill".

15.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Construc-tions	Installa-tions techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè-lement	Immobili-sations en cours	Droits d'utilisation	Autres	Total
Valeur brute									
Au 31 décembre 2019	**698**	**5 490**	**81 857**	**467**	**3 496**	**4 172**	**3 882**	**1 417**	**101 478**
Acquisitions/ Augmentations	8	23	291	50	-	4 625	584	112	5 693
Cessions	(8)	(56)	(352)	(36)	-	(20)	(78)	(48)	(597)
Écarts de conversion	(28)	(109)	(2 557)	(8)	(26)	(258)	(152)	(46)	(3 183)
Variations de périmètre	1	(1)	(294)	1	(1)	-	(12)	4	(302)
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente"	(4)	-	(629)	-	-	86	(62)	(12)	(620)
Autres variations	(33)	99	3 640	14	124	(3 989)	(12)	15	(141)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**633**	**5 447**	**81 958**	**488**	**3 593**	**4 616**	**4 151**	**1 442**	**102 327**
Amortissements et pertes de valeur									
Au 31 décembre 2019	**(134)**	**(2 995)**	**(41 722)**	**(320)**	**(2 223)**	**(357)**	**(868)**	**(901)**	**(49 520)**
Dotations aux amortissements	(5)	(152)	(2 674)	(49)	(177)	-	(487)	(111)	(3 655)
Pertes de valeur	(11)	(17)	(547)	-	(419)	(170)	(8)	-	(1 171)
Cessions	-	48	313	32	5	7	66	42	512
Écarts de conversion	10	29	1 047	5	5	13	28	22	1 160
Variations de périmètre	-	1	32	-	-	(1)	-	(3)	28
Transfert en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente"	-	-	40	-	-	-	11	3	54
Autres variations	41	(5)	68	(8)	(165)	198	3	20	153
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(99)**	**(3 090)**	**(43 444)**	**(341)**	**(2 973)**	**(309)**	**(1 256)**	**(928)**	**(52 439)**
Valeur nette comptable									
Au 31 décembre 2019	**564**	**2 495**	**40 135**	**147**	**1 273**	**3 815**	**3 014**	**515**	**51 958**
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**535**	**2 356**	**38 514**	**147**	**619**	**4 308**	**2 895**	**514**	**49 889**

En 2020, la diminution nette du poste "Immobilisations corporelles" s'explique essentiellement par :

- des dotations aux amortissements pour un total de -3 655 millions d'euros ;
- des pertes de valeurs imputées aux immobilisations corporelles, s'élevant à -1 171 millions d'euros, portant essentiellement sur :
  - les actifs nucléaires en Belgique (-715 millions d'euros),
  - des actifs renouvelables au Brésil, au Mexique, au Chili, en France et aux États-Unis (-193 millions d'euros),
  - des centrales à gaz en Espagne et aux États-Unis (-51 millions d'euros),
  - la distribution de gaz en Argentine (-41 millions d'euros),
  - des centrales à charbon au Brésil et au Royaume-Uni (-59 millions d'euros) ;
- le classement en "Actifs classés comme détenus en vue de la vente" pour -566 millions d'euros liés principalement aux installations solaires en Inde (-361 millions d'euros), aux parcs solaires et éoliens au Mexique et en Italie (-169 millions d'euros) et à EV Box (-36 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -274 millions d'euros résultant principalement des cessions dans le secteur des énergies renouvelables en Australie et en France pour -273 millions d'euros ;
- et des effets de change de -2 023 millions d'euros provenant essentiellement de la forte dépréciation du real brésilien (-1 063 millions d'euros), de la variation du dollar américain (-728 millions d'euros) et de la livre sterling (-96 millions d'euros) ;

partiellement compensée par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de 5 109 millions d'euros concernent principalement des constructions et des développements de champs éoliens et solaires aux États-Unis, en Amérique Latine et en France (1 906 millions d'euros) ainsi que des extensions de réseaux de transport et de distribution dans les Infrastructures en France (1 333 millions d'euros).

15.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 749 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 2 261 millions d'euros au 31 décembre 2019.

La diminution nette porte principalement sur :

- les actifs thermiques et éoliens au Brésil pour -416 millions d'euros, provenant de la forte dépréciation du real brésilien (-433 millions d'euros) ;
- les actifs renouvelables en France pour -39 millions d'euros ;
- l'entité FHH (Guernsey) Ltd en Royaume-Uni pour -42 millions d'euros provenant de la dépréciation de la livre sterling (-34 millions d'euros).

15.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

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

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 2 212 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 384 millions d'euros au 31 décembre 2019.

L'augmentation nette porte principalement sur les constructions de champs solaires en Inde pour 305 millions d'euros.

15.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de l'exercice incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 103 millions d'euros au titre de 2020 contre 106 millions d'euros au titre de 2019.

NOTE 16 Instruments financiers

16.1 Actifs financiers

Principes comptables

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

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

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

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

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

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

Les actifs financiers comprennent également les instruments financiers dérivés qui sont conformément aux dispositions normatives évalués à leur juste valeur.

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

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

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	16.1	9 009	2 583	11 592	7 022	2 546	9 567
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*1 197*	-	*1 197*	*921*	-	*921*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*471*	-	*471*	*377*	-	*377*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 795*	*111*	*1 906*	*1 072*	*77*	*1 149*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*1 404*	*432*	*1 836*	*871*	*397*	*1 268*
Prêts et créances au coût amorti		*4 141*	*2 041*	*6 182*	*3 782*	*2 072*	*5 854*
Créances commerciales et autres débiteurs	7.2	-	14 295	14 295	-	15 180	15 180
Actifs de contrats	7.2	26	7 738	7 764	15	7 816	7 831
Trésorerie et équivalents de trésorerie		-	12 980	12 980	-	10 519	10 519
Instruments financiers dérivés	16.4	2 996	8 069	11 065	4 137	10 134	14 272
TOTAL		**12 031**	**45 665**	**57 696**	**11 174**	**46 194**	**57 369**

16.1.1 Autres actifs financiers

16.1.1.1 Instruments de capitaux propres à la juste valeur

Principes comptables

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

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

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

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

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

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

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

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

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

Aux dates de clôture, en ce qui concerne les instruments 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 2019	**921**	**377**	**1 297**
Acquisitions/Reclassements	291	51	342
Cessions	(78)	(8)	(85)
Variations de juste valeur	46	3	49
Variations de périmètre, change et divers	17	48	65
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**1 197**	**471**	**1 668**
Dividendes	35	8	43

Les instruments de capitaux propres se répartissent entre 606 millions d'euros d'instruments cotés et 1 062 millions d'euros d'instruments non cotés. Ils comprennent notamment la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 552 millions d'euros, ainsi que la participation résiduelle du Groupe dans SUEZ (précédemment mise en équivalence) pour 185 millions d'euros.

16.1.1.2 Instruments de dette à la juste valeur

Principes comptables

Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres

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

Cette rubrique reprend essentiellement des titres obligataires.

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

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

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

Instruments de dette à la juste valeur par résultat

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

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

En millions d'euros	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2019	**1 138**	**11**	**761**	**507**	**2 417**
Acquisitions	1 521	-	1 017	128	2 667
Cessions	(734)	(2)	(459)	(38)	(1 233)
Variations de juste valeur	(22)	-	(91)	-	(112)
Variations de périmètre, change et divers	(8)	2	10	-	4
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**1 895**	**11**	**1 238**	**598**	**3 742**

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2020 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 3 086 millions d'euros, et des instruments liquides venant en réduction de l'endettement financier net pour 608 millions d'euros (respectivement 1 846 millions d'euros et 518 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Évolution des portefeuilles détenus par Synatom

Dans le contexte actuel de crise sur les marchés financiers, les différents gestionnaires d'investissement des portefeuilles détenus par Synatom, ont été amenés en 2020 – afin d'en limiter les risques et comme prévu par les dispositifs du Groupe – à vendre une partie du portefeuille d'actions ainsi que du portefeuille d'obligations, sans effet matériel sur le résultat ou les capitaux propres.

Par ailleurs, les OPCVM comptabilisés en instruments de dette à la juste valeur par résultat et les instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres ont généré une variation de juste valeur négative sur la période de -134 millions d'euros comptabilisée, respectivement, pour -87 millions d'euros en résultat financier non récurrent, et pour -47 millions d'euros en capitaux propres.

16.1.1.3 Prêts et créances au coût amorti

Principes comptables

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

Les éléments suivants sont comptabilisés en résultat :

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

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

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

Il convient de se reporter à la Note 17 "Risques liés aux instruments financiers" en ce qui concerne l'appréciation du risque de contrepartie.

	31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts aux sociétés affiliées	2 527	148	2 675	2 293	172	2 465
Autres créances au coût amorti	205	1 740	1 944	301	1 697	1 998
Créances de concessions	853	51	904	588	65	653
Créances de location financement	557	101	658	599	138	738
TOTAL	**4 141**	**2 041**	**6 182**	**3 782**	**2 072**	**5 854**

Les prêts et créances au coût amorti comprennent notamment le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 pour un montant total de 948 millions d'euros (y compris intérêts capitalisés).

Le prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production d'un montant de 311 millions d'euros a été remboursé à hauteur de 222 millions d'euros au cours de l'exercice.

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti s'élèvent à 204 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 139 millions d'euros au 31 décembre 2019).

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

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur attendue
Au 31 décembre 2020	285	(48)	-
Au 31 décembre 2019	233	(38)	4

Au 31 décembre 2020, comme au 31 décembre 2019, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

Créances de location financement

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

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

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Paiements minimaux non actualisés	760	892
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	11	8
Total investissement brut	**771**	**900**
Produits financiers non acquis	**62**	**94**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**709**	**806**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*700*	*801*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*9*	*6*

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. 2020	31 déc. 2019
Au cours de la 1re année	130	118
De la 2e à la 5e année comprise	379	470
Au-delà de la 5e année	251	304
TOTAL	**760**	**892**

16.1.2 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrat

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

16.1.3 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Principes comptables

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

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

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

Le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" s'élève à 12 980 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 10 519 millions d'euros au 31 décembre 2019.

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

Il comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 68 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 86 millions d'euros au 31 décembre 2019. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 48 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projets de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur le poste de "Trésorerie et équivalents de trésorerie" au 31 décembre 2020 s'établit à 45 millions d'euros contre 76 millions d'euros en 2019.

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

Comme indiqué dans la Note 19.2 "Obligations relatives aux installations de production nucléaire", la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribue à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

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

Depuis octobre 2019, Electrabel ne contracte plus de nouveau prêt au titre des provisions pour l'aval du cycle du combustible nucléaire et s'est engagé à rembourser, d'ici 2025, l'intégralité des prêts contractés à ce titre. Au cours de l'exercice 2020, Synatom a, en conséquence, vu augmenter de près de 1,3 milliard d'euros ses investissements dans des actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de gestion des matières fissiles irradiées.

Les actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles sont soit des prêts à des personnes morales répondant aux critères de "qualité de crédit" imposés par la loi, soit placés dans des actifs extérieurs aux exploitants nucléaires dans le respect d'une suffisante diversification et répartition des investissements afin de minimiser le risque. Les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir font l'objet d'avis de la Commission des Provisions Nucléaires.

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. 2020	31 déc. 2019
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**11**	**467**
Prêt à Eso/Elia	-	453
Prêt à Sibelga	11	14
Autres prêts et créances au coût amorti	**332**	**85**
Instruments de dette – trésorerie soumise à restriction	332	85
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**3 492**	**2 054**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	406	207
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 895	1 138
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	1 191	709
TOTAL	**3 835**	**2 606**

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

16.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2020, les en-cours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post-transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de la situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers, sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

En 2020, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'en-cours au 31 décembre 2020 s'élève à 1 257 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 716	4 471

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

16.2 Passifs financiers

Principes comptables

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

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

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

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

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

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

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2020 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts		30 092	7 846	37 939	30 002	8 543	38 544
Fournisseurs et autres créanciers	16.2	-	17 307	17 307	-	19 109	19 109
Passifs de contrats	7.2	39	4 315	4 354	45	4 286	4 330
Instruments financiers dérivés	16.4	3 789	9 336	13 125	5 129	10 446	15 575
Autres passifs financiers		77	-	77	38	-	38
TOTAL		**33 997**	**38 805**	**72 802**	**35 213**	**42 383**	**77 596**

16.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Fournisseurs	16 890	18 683
Dettes sur immobilisations	417	426
TOTAL	**17 307**	**19 109**

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

16.2.2 Passifs de contrat

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

16.3 Endettement financier net

16.3.1 Endettement financier net par nature

		31 déc. 2020			31 déc. 2019		
En millions d'euros		Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts	Emprunts obligataires	24 724	1 446	26 170	23 262	2 753	26 015
	Emprunts bancaires	3 136	986	4 123	4 229	1 063	5 292
	Titres négociables à court terme		4 024	4 024		3 233	3 233
	Dettes de location	1 892	494	2 386	1 935	578	2 512
	Autres emprunts [1]	340	594	935	576	668	1 244
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		301	301		247	247
	Total emprunts	**30 092**	**7 846**	**37 939**	**30 002**	**8 543**	**38 544**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net [2]	(210)	(1 878)	(2 088)	(213)	(1 289)	(1 502)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie		(12 980)	(12 980)		(10 519)	(10 519)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette [3]	(306)	(107)	(413)	(521)	(83)	(604)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**29 577**	**(7 119)**	**22 458**	**29 267**	**(3 348)**	**25 919**

(1) Ce poste comprend la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur pour 396 millions d'euros, les appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés au passif pour 262 millions d'euros et l'impact du coût amorti pour 117 millions d'euros (contre respectivement 353, 399 et 224 millions d'euros au 31 décembre 2019)

(2) Comprend notamment les actifs liés au financement, les instruments liquides de dette destinés aux placements de trésorerie et appels de marge sur dérivés de couverture de la dette positionnés à l'actif

(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 2020 à 39 036 millions d'euros pour une valeur comptable de 35 546 millions d'euros.

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

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

En millions d'euros		31 déc. 2019	Flux issus des activités de finan-cement	Flux issus des activités opérationnelles et d'inves-tissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecarts de conver-sion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2020
Emprunts	Emprunts obligataires	26 015	826	-	-	(705)	34	26 170
	Emprunts bancaires	5 292	(93)	-	-	(582)	(494)	4 123
	Titres négociables à court terme	3 233	859	-	-	(69)	-	4 024
	Dettes de location [1]	2 512	(573)	-	-	(62)	509	2 386
	Autres emprunts	1 244	(378)	-	193	(42)	(82)	935
	Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	247	51	-	-	5	(2)	301
	Total emprunts	**38 544**	**692**	**-**	**193**	**(1 455)**	**(35)**	**37 939**
Autres actifs financiers	Autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net	(1 502)	(608)	-	(2)	24	1	(2 088)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 519)	-	(2 952)	-	535	(44)	(12 980)
Instruments financiers dérivés	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	(604)	380	-	(10)	(182)	3	(413)
ENDETTEMENT FINANCIER NET		**25 919**	**463**	**(2 952)**	**180**	**(1 078)**	**(75)**	**22 458**

(1) Dettes de location : le montant de -573 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 616 millions d'euros dont 43 millions d'euros d'intérêts)

16.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2020, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de -1 078 millions d'euros, dont -701 millions d'euros sur le real brésilien, et -356 millions d'euros sur le dollar américain.

Les variations de périmètre et autres (y compris *effet cash* des acquisitions et cessions) ont généré une diminution nette de 1 925 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 4 146 millions d'euros, incluant notamment la cession des participations d'ENGIE dans les sociétés Astoria 1 et 2 aux États-Unis et la cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ au groupe VEOLIA (*cf. Note 4.1 "Cessions réalisées au cours de l'exercice 2020"*) ;
- du classement en "Activités destinées à être cédées" d'actifs renouvelables en Inde et au Mexique, ainsi que de la participation du Groupe dans la société EV Charged BV, le tout se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 297 millions d'euros (*cf. Note 4.2 "Actifs destinés à être cédés"*) ;
- des acquisitions réalisées sur l'exercice qui se traduisent par une augmentation de l'endettement financier net de 2 518 millions d'euros, portant principalement sur la création, à parts égales avec Meridiam, de la société permettant d'exploiter la concession consentie par l'Université de l'Iowa en matière d'efficacité énergétique et de gestion de l'eau aux États-Unis, l'acquisition des 10% de participations restants dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) et d'une concession dans le transport d'électricité au Brésil, l'acquisition auprès d'EDP du deuxième plus grand portefeuille hydroélectrique du Portugal via un consortium détenu à 40% par ENGIE, l'acquisition de Renvico, active dans le domaine des énergies renouvelables en France et en Italie, ainsi que l'acquisition d'intérêts minoritaires dans un terminal méthanier en France, (*cf. Note 4.4 "Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2020"*).

16.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2020 :

ENGIE SA

- le 21 janvier 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement d'un emprunt obligataire d'un montant total de 824 millions d'euros :
  - une tranche de 400 millions d'euros portant un coupon de 2,5% arrivé à échéance,
  - une tranche de 424 millions d'euros portant un coupon de 3,125% arrivé à échéance ;
- le 27 mars 2020, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 2,5 milliards d'euros :
  - une tranche de 1 000 millions d'euros portant un coupon de 1,375% et arrivant à échéance en mars 2025,
  - une tranche de 750 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 1,75% et arrivant à échéance en mars 2028,
  - une tranche de 750 millions d'euros, émission obligataire verte, portant un coupon de 2,125% et arrivant à échéance en mars 2032 ;
- ENGIE SA a procédé à des tirages sur des lignes bilatérales pour un montant total de 885 millions d'euros pour une durée d'un mois :
  - le 20 mars pour 300 millions d'euros,
  - le 23 mars pour 200 millions d'euros,
  - le 30 mars pour 385 millions d'euros ;
- le 16 avril 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire d'un montant de 200 millions d'euros, portant un coupon variable EURIBOR 3 mois plus une marge de 0,58% ;
- le 19 mai 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire vert d'un montant de 1,2 milliard d'euros, portant un coupon de 1,375% ;
- le 11 juin 2020, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 750 millions d'euros, portant un coupon de 0,375% et arrivant à échéance en juin 2027 ;
- le 9 octobre 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt obligataire d'un montant de 275 millions de francs suisses (255 millions d'euros), portant un coupon de 1,13% ;
- le 23 décembre 2020, ENGIE SA a procédé au remboursement à l'échéance d'un emprunt bancaire d'un montant de 300 millions de dollars américains (246 millions d'euros), portant un coupon variable US Libor 3 mois plus une marge de 0,90% ;

Autres entités du Groupe

- le 28 janvier 2020, ENGIE Energia Chile a procédé à un refinancement :
  - émission obligataire de 500 millions de dollars américains (453 millions d'euros), portant un coupon de 3,4% et arrivant à échéance en janvier 2030,
  - remboursement de l'emprunt obligataire de 400 millions de dollars américains (363 millions d'euros) portant coupon de 5,625% et arrivant à échéance en janvier 2021,
  - remboursement de deux emprunts bancaires d'un montant total de 80 millions de dollars américains (72 millions d'euros) et arrivant à échéance en juin 2020 ;
- le 1er août 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à treize emprunts bancaires d'un montant total de 1 167 millions de real brésilien (197 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044 ;
- le 10 août 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 742 millions de real brésilien (123 millions d'euros) et arrivant à échéance en mai 2044 ;
- le 23 septembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 340 millions de real brésilien (54 millions d'euros) comprenant un emprunt de 102 millions de real brésilien arrivant à échéance en avril 2028 et un emprunt de 238 millions de real arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 15 novembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à deux emprunts bancaires d'un montant total de 582 millions de real brésilien (91 millions d'euros) comprenant un emprunt de 150 millions de real brésilien arrivant à échéance en avril 2028 et un emprunt de 432 millions de real arrivant à échéance en octobre 2036 ;
- le 17 novembre 2020, ENGIE Brasil Energia a procédé au remboursement à l'échéance de l'en-cours résiduel d'un emprunt obligataire d'un montant de 965 millions de real brésilien (149 millions d'euros) ;
- le 17 décembre 2020, ENGIE Brasil Energia a souscrit à huit emprunts bancaires d'un montant total de 272 millions de real brésilien (43 millions d'euros) et arrivant à échéance en mars 2044.

16.4 Instruments financiers dérivés

Principes comptables

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

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

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières (*cf. Note 17 "Risques liés aux instruments financiers"*).

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

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

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

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

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

Dérivés incorporés

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

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

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

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

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

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

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de la situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de (i) couverture de juste valeur d'un actif ou passif, (ii) couverture de flux de trésorerie ou (iii) couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

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").

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

	31 déc. 2020						31 déc. 2019					
	Actifs			Passifs			Actifs			Passifs		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	619	147	766	313	39	353	705	124	829	183	41	225
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 163	7 879	9 042	945	9 252	10 197	2 484	9 993	12 476	3 011	10 360	13 371
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [1]	1 214	43	1 257	2 530	45	2 575	949	17	966	1 934	45	1 980
TOTAL	**2 996**	**8 069**	**11 065**	**3 789**	**9 336**	**13 125**	**4 137**	**10 134**	**14 272**	**5 129**	**10 446**	**15 575**

(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

16.4.1 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

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

		31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de la situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net Total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	9 465	9 042	(5 198)	3 844	13 121	12 476	(7 704)	4 772
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 023	2 023	(200)	1 822	1 795	1 795	(399)	1 397
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 621)	(10 197)	6 307	(3 890)	(14 015)	(13 371)	9 872	(3 499)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 928)	(2 928)	1 362	(1 566)	(2 204)	(2 204)	899	(1 305)

(1) Montant net présenté dans l'état de la situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32

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

16.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

16.5.1 Actifs financiers

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	5 410	3 693	-	1 718	3 714	2 069	-	1 645
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*1 197*	*421*	*-*	*775*	*921*	*222*	*-*	*698*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*471*	*185*	*-*	*286*	*377*	*-*	*-*	*377*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 906*	*1 895*	*-*	*11*	*1 149*	*1 138*	*-*	*11*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*1 836*	*1 191*	*-*	*645*	*1 268*	*709*	*-*	*559*
Instruments financiers dérivés	11 065	4	10 216	844	14 272	8	12 993	1 270
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*766*	*-*	*766*	*-*	*829*	*-*	*829*	*-*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management (1)	*1 967*	*-*	*1 717*	*250*	*3 521*	*-*	*2 928*	*593*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading (1)	*7 075*	*4*	*6 477*	*594*	*8 955*	*8*	*8 271*	*677*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 257*	*-*	*1 257*	*-*	*966*	*-*	*966*	*-*
TOTAL	**16 475**	**3 697**	**10 216**	**2 562**	**17 986**	**2 077**	**12 993**	**2 916**

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

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 "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 2019	**698**	**11**	**377**	**559**	**1 645**
Acquisitions	25	-	51	134	211
Cessions	(7)	(2)	(8)	(39)	(55)
Variations de juste valeur	42	-	3	(4)	41
Variations de périmètre, change et divers	17	2	(137)	(5)	(124)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**775**	**11**	**286**	**645**	**1 718**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					46

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 2019	**89**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat [1]	(937)
Dénouements	(37)
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	11
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(874)**
Gains/(pertes) Day-One différés	38
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(836)**

(1) Ce montant inclut l'impact initial de l'extension du mode de gestion en trading des positions gaz chez la BU GEM pour -725 millions d'euros (cf. Note 9.4 "Autres éléments non récurrents")

16.5.2 Passifs financiers

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 812	-	4 812	-	6 510	-	6 510	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	34 223	25 039	9 184	-	32 382	22 763	9 620	-
Instruments financiers dérivés	13 125	89	11 355	1 681	15 575	102	14 292	1 181
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*353*	-	*353*	-	*225*	-	*225*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de portfolio management [1]	*1 694*	*4*	*1 428*	*261*	*4 136*	-	*3 697*	*440*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières – afférents aux activités de trading [1]	*8 503*	*85*	*6 999*	*1 419*	*9 234*	*102*	*8 391*	*741*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*2 575*	-	*2 575*	-	*1 980*	-	*1 980*	-
TOTAL	**52 160**	**25 128**	**25 352**	**1 681**	**54 468**	**22 865**	**30 422**	**1 181**

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

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 16.4 "*Instruments financiers dérivés*".

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

Les dettes financières comportent des emprunts obligataires rentrant dans une relation de couverture de juste valeur présentés dans ce tableau en niveau 2. Ces emprunts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur 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 17 Risques liés aux instruments financiers

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le Chapitre 2 "Facteurs de risque" du Document D'enregistrement Universel.

17.1 Risques de marché

17.1.1 Risques de marché sur matières premières

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

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

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

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

17.1.1.1 Activités de *portfolio management*

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

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

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2020 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité [1]

		31 déc. 2020		31 déc. 2019	
En millions d'euros	**Variations de prix**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**	**Impact sur le résultat avant impôts**	**Impact sur les capitaux propres avant impôts**
Produits pétroliers	+10 $US/bbl	119	266	40	234
Gaz naturel	+3 €/MWh	379	537	225	471
Électricité	+5 €/MWh	(90)	(39)	82	(47)
Charbon	+10 $US/ton	-	1	(2)	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	(116)	1	(89)	19
EUR/USD	+10%	37	-	(25)	(99)
EUR/GBP	+10%	(6)	7	33	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de portfolio management

La crise de la Covid-19 a considérablement accru la volatilité des marchés financiers. Cette volatilité s'est traduite par une baisse des prix des matières premières, ce qui a contribué à des variations importantes de la juste valeur de nos instruments financiers, impactant le compte de résultat (*cf. Note 8.1 "Achats et dérivés à caractère opérationnels"*) ainsi que les autres éléments du résultat global du Groupe (*cf. "État du résultat global"*).

La crise de la Covid-19 n'a pas eu d'impacts majeurs sur la sensibilité des autres éléments du résultat global. Aucun impact significatif en termes d'inefficacité ou de déqualification de certaines couvertures qualifiées de couverture de flux de trésorerie n'a été constaté.

17.1.1.2 Activités de *trading*

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

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

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 684 millions d'euros en 2019).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk* (*VaR*) fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La VaR représente la perte potentielle maximale sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance.

La VaR ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la *VaR*. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

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

Value at Risk

En millions d'euros	31 déc. 2020	2020 moyenne (1)	Maximum 2020 (2)	Minimum 2020 (2)	2019 moyenne (1)
Activités de *trading*	7	10	19	3	14

(1) Moyenne des VaR quotidiennes
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2020

17.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

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

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, des décalages potentiels des dates de règlement et des indices entre les instruments dérivés et les expositions sous-jacentes associées.

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 163	804	(945)	(749)	2 484	1 037	(3 011)	(1 125)
Couverture de flux de trésorerie	*225*	*291*	*(250)*	*(205)*	*1 893*	*292*	*(1 953)*	*(557)*
Autres instruments financiers dérivés	*938*	*514*	*(695)*	*(544)*	*591*	*746*	*(1 058)*	*(568)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*	-	7 075	-	(8 503)	-	8 955	-	(9 234)
TOTAL	**1 163**	**7 879**	**(945)**	**(9 252)**	**2 484**	**9 993**	**(3 011)**	**(10 360)**

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

17.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	168	236	(178)	(159)	1 814	235	(1 937)	(550)
Électricité	1	3	(3)	(5)	14	35	(9)	(5)
Charbon	-	-	-	-	-	1	(1)	-
Pétrole	54	50	(68)	(41)	51	-	-	-
Autres (1)	2	2	(1)	-	14	21	(6)	(2)
TOTAL	**225**	**291**	**(250)**	**(205)**	**1 893**	**292**	**(1 953)**	**(557)**

(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	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020
Gaz naturel	*GWh*	99 240	52 651	24 945	8 667	733	-	186 236
Électricité	*GWh*	(4 150)	(2 693)	(1 227)	7	-	-	(8 063)
Charbon	*Milliers de tonnes*	52	23	-	-	-	-	75
Produits pétroliers	*Milliers de barils*	(16 723)	(11 381)	(11 410)	(11 508)	-	-	(51 022)
Change	*Millions d'euros*	19	4	-	-	-	-	24
Droits d'émission de gaz à effet de serre	*Milliers de tonnes*	188	117	73	12	-	-	390

(1) Position acheteuse/(vendeuse)

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	515	(455)	61	126 189	(325)	4 967
TOTAL	**515**	**(455)**	**61**	**126 189**	**(325)**	**4 967**

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 compta-bilisée en résultat (1)	Montant reclassé des capitaux propres en résultat (1)	Ligne du compte de résultat
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	126 189	61		154	-	698	Résultat opérationnel courant
	Éléments couverts			748				

(1) Gains/(pertes)

L'inefficacité de couverture est calculée sur la base de l'évolution de la juste valeur de l'instrument de couverture par rapport à l'évolution de la juste valeur des éléments couverts depuis la mise en place de la couverture. La juste valeur des instruments de couverture au 31 décembre 2020 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	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Juste valeur des dérivés par date de maturité	168	39	(40)	(33)	17	3	154	(325)

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

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

	Couverture de flux de trésorerie
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières
Au 31 décembre 2019	**(837)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	189
Montant recyclé des capitaux propres en résultat	704
Écarts de conversion	-
Variations de périmètre et autres	(1)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**54**

17.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent :

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

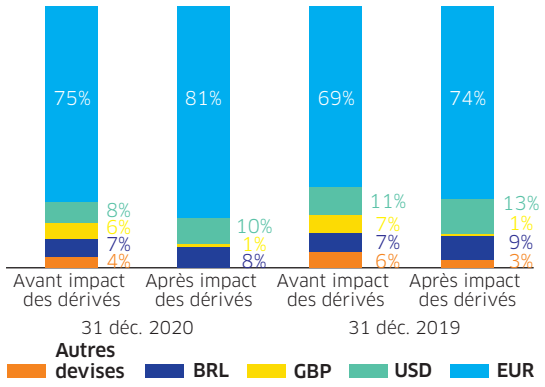
17.1.3 Risque de change

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

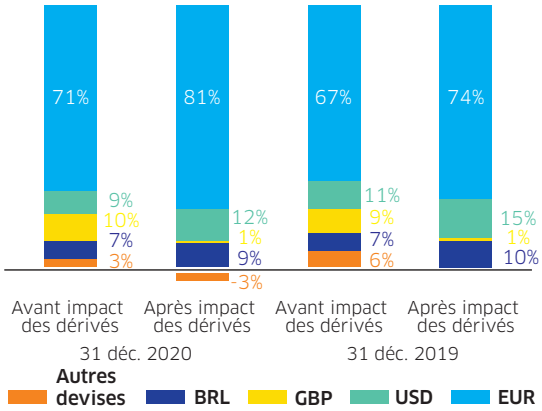
17.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'en-cours 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



17.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat financier au risque de change (hors impact de conversion du résultat des entités étrangères) a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

	31 déc. 2020			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+10% [1]	-10% [1]	+10% [1]	-10% [1]
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière [2]	4	(4)	NA	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net [3]	NA	NA	155	(155)

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

17.1.4 Risque de taux d'intérêt

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

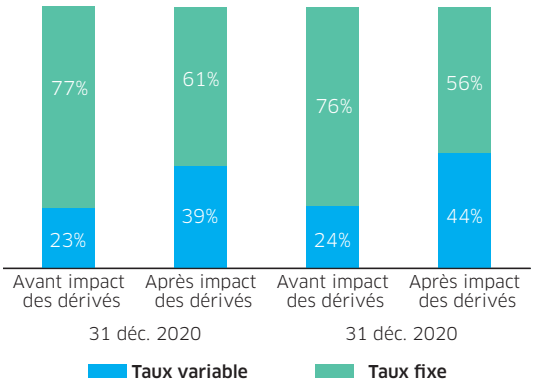
Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2020, le Groupe dispose par ailleurs d'un portefeuille de couvertures optionnelles *(caps)* le protégeant contre une hausse des taux d'intérêts à court terme en euros.

Afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a un portefeuille de pré-couvertures de taux d'intérêt à terme 2021, 2023, 2024 et 2025, sur des maturités respectives de 20/21 ans et 10 ans sur chacun des volumes initiés en 2020.

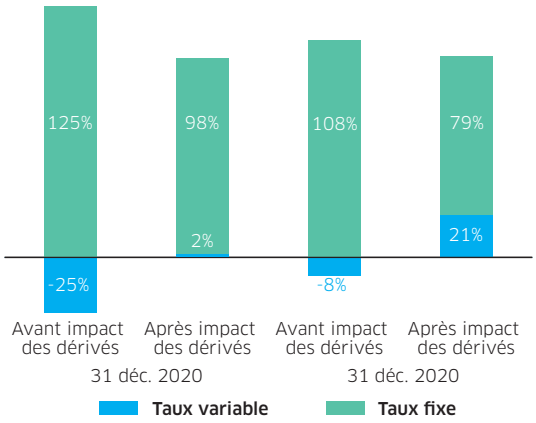
17.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'en-cours 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



17.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

	31 déc. 2020			
	Impact sur le résultat		Impact sur les capitaux propres	
En millions d'euros	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(3)	2	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	70	(139)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	549	(711)

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

La crise de la Covid-19 n'a pas conduit le Groupe à revoir sa politique de gestion du risque de change et de taux d'intérêt décrite infra.

17.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

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

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

Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume "sans regrets". Les expositions sont suivies

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

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

- **risque transactionnel lié aux projets**

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

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

- **risque translationnel**

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

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe a recours essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts.

17.1.5.2 Gestion du risque de taux

Le Groupe est exposé au risque de taux d'intérêt par ses activités de financement et d'investissement. Le risque de taux d'intérêt désigne un risque financier découlant des fluctuations des taux d'intérêt de référence, qui peuvent augmenter le coût de la dette et affecter la viabilité des investissements. Les taux d'intérêt de référence sont les taux d'intérêt du marché, tels que l'EURIBOR et le LIBOR, etc., qui ne comprennent pas le différentiel de crédit.

Dans le cadre de la réforme des taux d'intérêt de référence, le Groupe applique depuis l'exercice 2019 les modalités d'assouplissements permises par l'IASB afin de ne pas tenir compte des effets de la réforme dans l'appréciation du caractère hautement probable des flux d'intérêts couverts. Pour l'exercice 2020, le Groupe a décidé d'appliquer de manière anticipée les amendements dits "IBOR phase 2" qui prévoient la clarification du traitement comptable des instruments financiers concernés par la réforme. Ces amendements, qui visent à adresser essentiellement les problématiques d'évaluation des instruments financiers et de relations de couverture, s'appliquent uniquement aux modifications requises par la réforme.

L'approche déployée par le groupe ENGIE, au travers d'un groupe de travail ad hoc, permet d'adresser la problématique tant au niveau des véhicules de financement centraux qu'au niveau des financements externes portés directement par les *Business Units*.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

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

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :
  - de protéger la viabilité à long terme des actifs,
  - d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité, et
  - de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe ;

- **risque de taux d'intérêt lié aux projets**

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe "Risque de taux d'intérêt" plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

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

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

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

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe 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 et des contrats à terme.

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	619	147	(313)	(39)	705	124	(183)	(41)
Couverture de juste valeur	*526*	*14*	*(48)*	*(3)*	*530*	*81*	*(54)*	*(1)*
Couverture de flux de trésorerie	*8*	*7*	*(220)*	*(8)*	*55*	-	*(93)*	*(7)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*85*	*126*	*(46)*	*(28)*	*120*	*43*	*(36)*	*(34)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 214	43	(2 530)	(45)	949	17	(1 934)	(45)
Couverture de flux de trésorerie	*30*	*3*	*(768)*	*(11)*	*25*	-	*(571)*	*(4)*
Couverture d'investissement net	*55*	-	*(4)*	-	*33*	-	*(6)*	-
Dérivés non qualifiés de couverture	*1 130*	*40*	*(1 758)*	*(33)*	*891*	*17*	*(1 357)*	*(41)*
TOTAL	**1 833**	**189**	**(2 844)**	**(84)**	**1 654**	**142**	**(2 118)**	**(86)**

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 2020, 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	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	EUR	(486)	(303)	(32)	(30)	(29)	(26)	(67)
			USD	(2 205)	(982)	(937)	(41)	(41)	(41)	(163)
			GBP	(15 712)	(2 031)	(1 780)	(1 780)	(1 780)	(1 780)	(6 563)
			HKD	(1 987)	(242)	(242)	(242)	(242)	(242)	(778)
			JPY	(1 146)	(356)	(356)	(277)	(158)	-	-
			PEN	(1 334)	(220)	(220)	(220)	(183)	(165)	(326)
			Autres devises	(1 682)	(336)	(336)	(336)	(336)	(126)	(214)
Acheteur	Fixe	CCS	EUR	21 194	2 865	2 568	2 568	2 568	2 352	8 273
			USD	1 472	243	243	243	202	182	360
			GBP	255	255	-	-	-	-	-
			Autres devises	221	36	32	31	29	26	67
	Variable	CCS	EUR	2 323	953	953	273	144	-	-
		CCS	BRL	390	195	195	-	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/ Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	1 000	1 000	-	-	-	-	-
			Autres devises	-	-	-	-	-	-	-
		IRS	EUR	70 376	6 506	9 971	9 009	8 382	8 818	27 689
			USD	4 180	1 368	1 367	1 366	16	15	47
			BRL	186	93	93	-	-	-	-
			Autres devises	41	8	7	6	5	5	10
	Variable	IRS	EUR	72 713	14 979	11 236	9 078	7 978	7 978	21 464
			BRL	739	308	308	123	-	-	-

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 17.1.3.2 "Analyse de sensibilité au risque de change" et à un coût moyen de la dette de 2,38%, présenté dans la Note 10 "Résultat financier".

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

Dérivés de change

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	30	(657)	(628)	3 779	(305)	3 814
Couverture d'investissement net	55	(4)	50	1 999	27	3 027
Dérivés non qualifiés de couverture	149	(76)	73	6 907	(6)	8 985
TOTAL	**233**	**(737)**	**(504)**	**12 686**	**(284)**	**15 827**

Dérivés de taux

	31 déc. 2020				31 déc. 2019	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	546	(51)	495	4 622	556	6 089
Couverture de flux de trésorerie	1	(332)	(331)	2 497	(290)	3 649
Dérivés non qualifiés de couverture	1 232	(1 802)	(569)	17 910	(393)	21 487
TOTAL	**1 779**	**(2 184)**	**(405)**	**25 029**	**(126)**	**31 224**

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	4 622	495	495	NA	-	NA	Coût de la dette nette
	Éléments couverts [3] [4]	4 302	396	(1 698)	NA		NA	
Couverture des flux de trésorerie	Instruments de couverture	7 463	(958)	(860)	207	(5)	47	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			854				
Couverture d'investissement net	Instruments de couverture	3 027	27	56	(119)	NA	(9)	Autres produits et charges financiers/ Résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel
	Éléments couverts			(56)				

(1) L'impact de la couverture de juste valeur des éléments couverts, d'un montant de 396 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 cout amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur
(4) Dont 98 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 2020 reflète l'évolution cumulative de la juste valeur des instruments de couverture depuis la mise en place des couvertures. Pour les couvertures de juste valeur, le même principe s'applique aux éléments couverts.

Au 31 décembre 2020, 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	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(44)	(38)	(41)	(34)	(29)	(774)	(958)	(594)

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

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

	Couverture de flux de trésorerie			Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette – couverture du risque de change [1] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de taux d'intérêt [1] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2] [3]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments – couverture du risque de change [2] [4]
Au 31 décembre 2019	**45**	**(1 010)**	**14**	**(284)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres		(202)	(6)	119
Montant reclassé des capitaux propres en résultat		(47)	-	9
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	-	56	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**46**	**(1 203)**	**9**	**(156)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatives à des périodes données
(2) Couverture de flux de trésorerie relatives à des transactions données
(3) Comprend -487 millions d'euros de réserves pour lesquelles la comptabilité de couverture a été abandonnée
(4) L'intégralité des réserves porte sur des relations de couverture poursuivies

17.2 Risque de contrepartie

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

Les principes de gestion du risque de contrepartie sont énoncés dans la politique de gestion du risque de contrepartie du Groupe, qui :

- attribue les rôles et les responsabilités pour gérer et contrôler le risque de contrepartie à différents niveaux (Corporate, BU ou entité), et veille à la mise en place de procédures opérationnelles cohérentes dans l'ensemble du Groupe ;
- caractérise le risque de contrepartie et les mécanismes à travers desquels il impacte la performance économique et les états financiers du Groupe ;
- définit des indicateurs, le *reporting* et les mécanismes de contrôle afin d'assurer une visibilité et de disposer des outils de gestion de la performance financière ; et
- élabore des lignes directrices sur l'utilisation de mécanismes d'atténuation tels que les garanties et les sûretés, qui sont largement utilisés par certaines activités ;

Selon la nature de l'activité, le Groupe est exposé à différents types de risque de contrepartie. Certaines activités ont recours à des instruments de garantie – notamment l'activité Energy Management, où l'utilisation d'appels de marge et autres types de sûretés financières (cadre juridique normalisé) est une pratique habituelle du marché ; par ailleurs, d'autres activités peuvent dans certains cas demander des garanties à leurs contreparties (garanties de la société mère, garanties bancaires, etc.).

Dans le cadre de la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini et appliqué une méthodologie à l'ensemble du Groupe, qui prévoit deux approches distinctes :

- une approche par portefeuille, dans laquelle le Groupe détermine que :
  - des portefeuilles et sous-portefeuilles de clients cohérents doivent être regroupés (portefeuilles avec risque de crédit comparable et/ou comportement comparable en matière de paiement), compte tenu des éléments suivants :
    - contreparties publiques ou privées,
    - contreparties domestiques ou *BtoB*,
    - géographie,
    - type d'activité,
    - taille de la contrepartie, et
    - tout autre élément que le Groupe pourrait considérer pertinent,
  - les taux de dépréciation doivent être déterminés sur la base des antériorités historiques et, lorsqu'une corrélation est établie et une documentation possible, il faut ajuster ces données historiques avec des éléments prospectifs ; et
- une approche individualisée pour les contreparties importantes pour laquelle le Groupe a établi des règles définissant les phases du calcul de la perte de crédit attendue de l'actif concerné :
  - phase 1 : couvre les actifs financiers qui n'ont pas connu de détérioration significative depuis leur comptabilisation initiale. Les pertes de valeur attendues pour la phase 1 sont calculées sur les 12 mois suivants,
  - phase 2 : couvre les actifs financiers dont le risque de crédit a augmenté de façon significative. Les pertes de valeur attendues pour la phase 2 sont calculées sur la durée de vie. La décision de faire passer un actif de la phase 1 à la phase 2 est fondée sur certains critères, tels que :
    - une dégradation significative de la solvabilité de la contrepartie et/ou de sa société mère et/ou de son garant (le cas échéant),

- une évolution défavorable importante de l'environnement réglementaire,
- une évolution du risque politique ou du risque pays, et
- tout autre élément que le Groupe peut considérer pertinent.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 30 jours, l'affectation à la phase 2 n'est pas systématique tant que le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 30 jours, ceci ne constitue pas une augmentation significative du risque de crédit depuis la comptabilisation initiale,

– phase 3 : couvre les actifs pour lesquels un défaut a déjà été observée, tels que :
  - lorsqu'il existe des preuves de difficultés financières significatives et persistantes de la contrepartie,
  - lorsqu'il existe des preuves d'un défaut de soutien d'une société mère pour sa filiale (dans ce cas, la filiale est la contrepartie du Groupe), et
  - lorsque l'une des entités du Groupe a engagé une procédure judiciaire pour défaut de paiement à l'encontre de la contrepartie.

En ce qui concerne les actifs financiers échus depuis plus de 90 jours, la présomption peut être réfutée si le Groupe dispose d'informations raisonnables et documentées montrant que même si les paiements sont échus depuis plus de 90 jours, ceci n'indique pas un défaut de la contrepartie.

La formule des pertes de valeur attendues aux phases 1 et 2 est égale à : EAD x PD x LGD, où :

- pour les pertes de valeur attendues sur les 12 mois suivants, l'exposition en cas de risque de défaut (EAD) est égale à la valeur comptable de l'actif financier, à laquelle sont appliquées la probabilité de défaut (PD) appropriée et le taux de perte en cas de défaut (LGD) ;
- pour les pertes de valeur attendues sur la durée de vie, la méthode de calcul retenue consiste à identifier l'évolution de l'exposition pour chaque exercice, notamment le calendrier et le montant attendu des remboursements contractuels, puis d'appliquer à chaque remboursement la probabilité de défaut appropriée et le taux de perte en cas de défaut, et à actualiser le résultat obtenu. Les pertes de valeur attendues représentent la somme des résultats actualisés ; et
- probabilité de défaut : désigne la probabilité de défaut sur un horizon temporel donné (à la phase 1, cet horizon temporel est de 12 mois après la date de clôture ; à la phase 2, il couvre toute la durée de vie de l'actif financier). Ces informations sont basées sur des données externes émanant d'une agence de notation réputée. La probabilité de défaut dépend de l'horizon temporel et de la notation de la contrepartie. Le Groupe utilise des notations externes lorsqu'elles sont disponibles. Les experts d'ENGIE en matière de risque de crédit définissent une notation interne pour les contreparties importantes qui n'ont pas de notation externe ;

Les taux de perte en cas de défaut sont basés notamment sur les référentiels de Bâle :

- 75% pour les actifs subordonnés ; et
- 45% pour les actifs standards.

Pour les actifs considérés comme ayant une importance stratégique pour la contrepartie, tels que les services publics ou les biens essentiels, le taux de perte en cas de défaillance est fixé à 30%.

Le Groupe a décidé de décomptabiliser les montants bruts et les pertes de valeur attendues correspondantes dans les situations suivantes :

- pour les actifs faisant l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : aucune décomptabilisation tant que la procédure est en cours ; et
- pour les actifs ne faisant pas l'objet d'une procédure de recouvrement judiciaire : décomptabilisation lorsque la créance est échue depuis plus de 3 ans (5 ans pour les contreparties du secteur public).

En raison de la crise de la Covid-19, le Groupe a mis en œuvre un pilotage spécifique afin de sécuriser son risque de contrepartie. Il s'appuie notamment :

- sur une surveillance accrue des expositions et des retards d'encaissement pour les contreparties faisant l'objet d'un suivi individualisé ; et
- sur un suivi renforcé des balances âgées des différentes activités du Groupe pour les contreparties faisant l'objet d'un suivi selon une approche portefeuille.

Dès le début de la crise, le Groupe a pris des actions immédiates afin de limiter ses expositions telles que :

- la fermeture des lignes clients dans les secteurs les plus touchés au sein de l'activité Energy Management ;
- la réorientation dès le confinement du 1er semestre 2020, des ressources commerciales sur des missions d'administration des ventes, au sein des activités d'approvisionnement et de commercialisation, afin de limiter la dégradation des balances âgées. Ce suivi accru dans les procédures de recouvrement tout au long de l'exercice 2020 a mené à une absence de variation significative de l'en-cours (créances commerciales, actifs de contrat ou créances comptabilisées au coût amorti) et une amélioration en règle générale de la position de trésorerie des *Business Units* concernées.

Par ailleurs, le Groupe a également mis en œuvre des mesures de soutien aux foyers les plus fragiles et aux Très Petites Entreprises (TPE) telles que :

- le remboursement de 2 mois d'abonnement (avril et mai) en électricité pour les bénéficiaires d'un chèque énergie ou du Fonds de Solidarité Logement ;
- la mise en place d'une facilité de paiement sur 6 mois avec un report de la première échéance jusqu'à la fin de la crise sanitaire pour les entreprises de moins de 10 salariés.

Ces différentes mesures se sont accompagnées, sur le plan comptable, d'un ajustement du taux de provisionnement sur les segments de clients les plus à risque, notamment le secteur aéronautique ou celui de l'hôtellerie et de la restauration. Ces effets mènent à une hausse des pertes de crédit attendues dont l'impact sur le résultat du Groupe d'élève à 230 millions d'euros au 31 décembre 2020.

17.2.1 Activités opérationnelles

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

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

La notation de crédit des grands et moyens clients pour qui les expositions au risque de crédit du Groupe dépassent un certain seuil sont basés sur un processus spécifique de *rating*, alors qu'un processus simplifié de *scoring* est utilisé pour les clients pour qui le Groupe a des expositions au risque de crédit plutôt faibles. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (notation de crédit, secteur d'activité,...) selon des indicateurs standards (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

17.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Le total des 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 2 431 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 2 898 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Approche individuelle

		31 déc. 2020							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 530	8 329	893	308	9 530	7 854	1 676	9 530
	Pertes de valeur attendues	(391)	(103)	(46)	(242)	(391)	(188)	(203)	(391)
TOTAL		**9 139**	**8 226**	**846**	**66**	**9 139**	**7 666**	**1 473**	**9 139**
Actifs de contrats	Brut	3 039	2 714	318	8	3 039	2 076	963	3 039
	Pertes de valeur attendues	(19)	(18)	-	-	(19)	(14)	(5)	(19)
TOTAL		**3 021**	**2 696**	**318**	**7**	**3 021**	**2 062**	**959**	**3 021**

		31 déc. 2019							
En millions d'euros		Approche individuelle	Niveau 1 : faible risque de crédit	Niveau 2 : risque de crédit significativement accru	Niveau 3 : actifs dépréciés	Total par niveaux de risque	Investment Grade [1]	Autres	Total par type de contreparties
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 395	8 300	802	294	9 395	7 814	1 581	9 395
	Pertes de valeur attendues	(318)	(64)	(66)	(187)	(318)	(172)	(146)	(318)
TOTAL		**9 077**	**8 235**	**735**	**107**	**9 077**	**7 642**	**1 436**	**9 077**
Actifs de contrats	Brut	2 896	2 672	196	28	2 896	1 782	1 115	2 896
	Pertes de valeur attendues	(15)	(13)	(1)	(1)	(15)	(10)	(6)	(15)
TOTAL		**2 881**	**2 659**	**195**	**27**	**2 881**	**1 772**	**1 109**	**2 881**

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

Approche collective

		31 déc. 2020				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2020
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	3 625	593	235	300	1 128
	Pertes de valeur attendues	(865)	(20)	(22)	(211)	(253)
TOTAL		**2 761**	**574**	**213**	**88**	**875**
Actifs de contrats	Brut	4 748	487	1	3	491
	Pertes de valeur attendues	(1)	-	-	-	-
TOTAL		**4 747**	**487**	**1**	**3**	**491**

		31 déc. 2019				
En millions d'euros		Approche collective	0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2019
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	4 019	875	113	293	1 281
	Pertes de valeur attendues	(754)	(24)	(29)	(159)	(213)
TOTAL		**3 265**	**851**	**83**	**134**	**1 068**
Actifs de contrats	Brut	4 953	486	4	2	492
	Pertes de valeur attendues	(2)	-	-	-	-
TOTAL		**4 951**	**485**	**4**	**2**	**492**

17.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie découle de la juste valeur positive des dérivés. Le risque de contrepartie est pris en compte lors du calcul de la juste valeur de ces instruments dérivés.

	31 déc. 2020		31 déc. 2019	
En millions d'euros	Investment Grade (1)	Total	Investment Grade (1)	Total
Exposition brute (2)	6 633	9 031	9 849	12 466
Exposition nette (3)	2 817	3 750	3 501	4 422
% de l'exposition crédit des contreparties "Investment Grade"	75,1%		79,2%	

(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

La crise de la Covid-19 n'a pas modifié l'exposition du Groupe en raison de la qualité de crédit, maintenue à date, de ses contreparties.

17.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *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.

17.2.2.1 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 1 424 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 899 millions d'euros au 31 décembre 2019).

	31 déc. 2020						
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	4 144	415	67	4 626	2 582	2 045	4 626
Pertes de valeur attendues	(57)	(34)	(110)	(201)	(127)	(74)	(201)
TOTAL	**4 087**	**381**	**(43)**	**4 425**	**2 455**	**1 970**	**4 425**

	31 déc. 2019						
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	4 257	564	49	4 870	2 772	2 098	4 870
Pertes de valeur attendues	(53)	(56)	(30)	(139)	(36)	(104)	(139)
TOTAL	**4 204**	**508**	**19**	**4 731**	**2 736**	**1 995**	**4 731**

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

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

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

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
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	13 174	84,4%	8,7%	6,9%	10 686	85,7%	4,7%	9,6%

(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 2020, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 20% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

17.3 Risque de liquidité

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

Le Groupe a mis en place un comité 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. 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 2020, 77% 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 (*U.S. Commercial Paper*). 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 en-cours 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.

En raison de la crise de la Covid-19, le Groupe a mis en œuvre un pilotage spécifique afin de sécuriser sa liquidité. Il s'appuie, d'une part sur un suivi accru de la trésorerie centralisée et de la liquidité centrale communiqué régulièrement à la Direction Générale et au Conseil d'Administration sur le 1er semestre 2020 et d'autre part sur des *stress test* ayant vocation à apprécier la résistance du Groupe en matière de liquidité.

Dans ce contexte, le Groupe a également pris plusieurs actions comprenant :

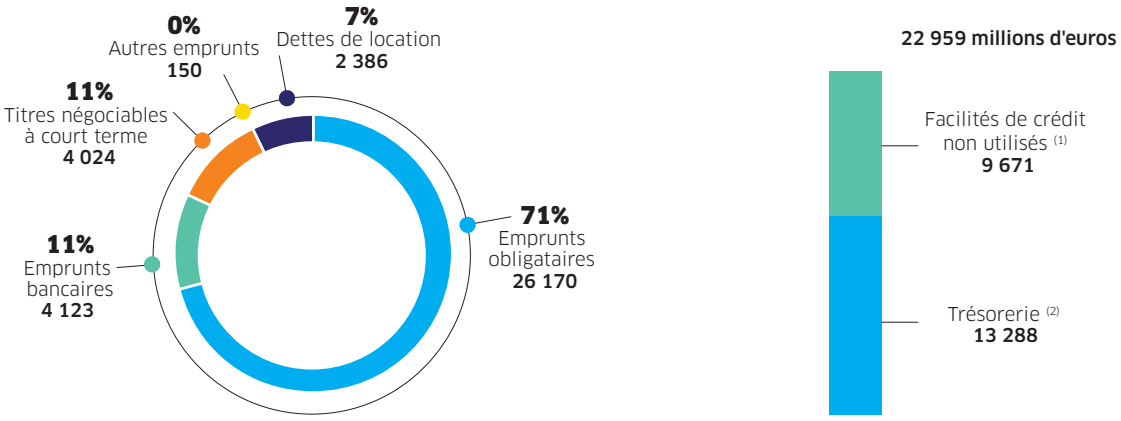
- le maintien d'un en-cours des titres négociables à court terme en France et aux États-Unis en moyenne à 4 milliards d'euros sur l'année, en bénéficiant des mesures offertes par la BCE pour lutter contre la pandémie (PEPP (1) CSPP (2)) pour 900 millions d'euros sur le 1er semestre ;
- le tirage sur des lignes de crédit bilatérales pour 885 millions d'euros en mars pour une durée de 1 mois en couverture de la baisse de liquidité du marché des titres négociables à court terme ;
- une émission obligataire d'un montant total de 2,5 milliards d'euros le 27 mars 2020 ;
- la signature le 11 mai 2020 d'une ligne de crédit syndiquée pour un montant de 2,5 milliards d'euros d'une durée de 12 mois et reconductible pour 2 périodes de 6 mois. À fin 2020 et compte tenu de l'évolution de la liquidité du Groupe, notamment suite à la cession de sa participation dans SUEZ, cette ligne a été entièrement annulée.

En complément de ces mesures, le Groupe a décidé (i) de proposer l'annulation de la distribution du dividende au titre de l'exercice 2019 – cette résolution a été approuvée par l'Assemblée Générale Mixte du 14 mai 2020 – et (ii) de revoir le calendrier de certains projets d'investissements (ajustements, reports,…).

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

Diversification des sources de financement et liquidité

En millions d'euros



(1) Net des titres négociables à court terme
(2) Trésorerie composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des autres actifs financiers venant en réduction de l'endettement financier net, net des découverts bancaires et comptes courants de trésorerie, 78% placés en zone euro

Au 31 décembre 2020, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, à l'exception de quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place. Aucune des lignes de crédit disponibles centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

(1) Pandemic Emergency Purchase Programme
(2) Corporate Sector Purchase Programme

17.3.1 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	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Emprunts obligataires	1 446	2 623	2 546	1 183	2 015	16 356	26 170	26 015
Emprunts bancaires	986	537	371	265	371	1 594	4 123	5 292
Titres négociables à court terme	4 024	-	-	-	-	-	4 024	3 233
Dettes de location	513	460	284	258	231	921	2 386	2 512
Autres emprunts	34	38	15	13	7	43	150	261
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	301	-	-	-	-	-	301	247

Les autres actifs financiers et trésorerie et équivalents de trésorerie venant en réduction de l'endettement financier net ont une liquidité inférieure à 1 an.

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

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'en-cours des emprunts	959	731	658	554	553	6 398	9 853	9 872

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

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Dérivés (hors matières premières)	(213)	(107)	55	19	31	532	317	(237)

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

Facilités de crédit confirmées non utilisées

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	1 002	6 463	560	4 991	-	678	13 695	13 019

Parmi ces programmes disponibles, 4 024 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.
Au 31 décembre 2020, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

17.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

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

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

En millions d'euros	2021	2022	2023	2024	2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Instruments financiers dérivés passifs								
afférents aux activités de portfolio management	*(744)*	*(509)*	*(181)*	*(76)*	*(40)*	*(149)*	*(1 699)*	*(4 428)*
afférents aux activités de trading	*(8 483)*	-	-	-	-	-	*(8 483)*	*(9 238)*
Instruments financiers dérivés actifs								
afférents aux activités de portfolio management	*802*	*671*	*204*	*101*	*29*	*166*	*1 975*	*3 363*
afférents aux activités de trading	*7 059*	-	-	-	-	-	*7 059*	*8 954*
TOTAL	**(1 367)**	**162**	**23**	**25**	**(11)**	**18**	**(1 149)**	**(1 349)**

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

Certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquelles elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés.

Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IFRS 9. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables Autres (BU GEM) et Amérique latine (exprimés en TWh).

En TWh	2021	2022-2025	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2020	Total au 31 déc. 2019
Achats fermes	(309)	(586)	(934)	(1 829)	(2 498)
Ventes fermes	498	608	465	1 571	1 573

NOTE 18 Éléments sur les capitaux propres

18.1 Informations sur les actions propres

	Nombre d'actions			Valeurs comptables *(en millions d'euros)*		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
Au 31 décembre 2019	**2 435 285 011**	**(22 153 694)**	**2 413 131 317**	**2 435**	**31 470**	**(303)**
Dividende distribué en numéraire						
Affectation de résultat N-1					(178)	
Achat/vente d'actions propres						47
Attribution actions gratuites		3 689 060	3 689 060			
Réévaluation						
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**2 435 285 011**	**(18 464 634)**	**2 416 820 377**	**2 435**	**31 291**	**(256)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2020 résulte uniquement de cessions nettes d'actions propres à hauteur de 3,7 millions d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

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

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

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 21 "Paiements fondés sur des actions" sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

18.1.2 Actions propres

Principes comptables

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

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale Mixte du 17 mai 2020. 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 2020, le Groupe détient 18,5 millions d'actions propres, à ce jour la totalité des 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 50 millions d'euros.

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

Les primes, les réserves consolidées et les émissions de titres super-subordonnés (y compris le résultat de l'exercice) s'élèvent à 33 830 millions d'euros au 31 décembre 2020, dont 31 291 millions d'euros au titre des primes liées au capital. Les primes liées au capital intègrent l'affectation du résultat 2019 de ENGIE SA pour un montant de 178 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.

18.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a procédé, le 19 novembre 2020, à un refinancement anticipé de titres super-subordonnés à durée indéterminée se traduisant par :

- une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 850 millions d'euros portant un coupon de 1,5% avec une option annuelle de remboursement à partir de novembre 2028, comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 844 millions d'euros ;
- le rachat anticipé partiel de trois tranches de titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant total de 850 millions d'euros, décomposées de la manière suivante :
  - un rachat de 50 millions d'euros (coupon 4,750%) sur un montant nominal résiduel de 413 millions d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juillet 2021,
  - un rachat de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée de 342 millions d'euros (coupon 1,375%) sur un montant nominal de 1 milliard d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en avril 2023,
  - un rachat de 458 millions d'euros (coupon 3,875%) sur un montant nominal de 1 milliard d'euros. La première option de remboursement de cette dette hybride était prévue en juin 2024.

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

Au 31 décembre 2020, l'en-cours des titres super-subordonnés en valeur nominale, s'élève à 3 913 millions d'euros.

En 2020, le Groupe a versé aux détenteurs de ces titres 187 millions d'euros dont 128 millions d'euros au titre des coupons et 59 millions d'euros d'indemnités de remboursement anticipé. Ce montant est comptabilisé en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

18.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 27 363 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 31 290 millions d'euros au 31 décembre 2019), dont 31 291 millions d'euros au titre des primes liées au capital social.

18.2.3 Dividendes

Il avait été proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019 de verser un dividende unitaire de 0,80 euro par action soit un montant total de 1 931 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019. Ce dividende unitaire aurait été majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2019 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2019. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2019, cette majoration était évaluée à 17 millions d'euros.

À l'occasion de l'Assemblée Générale qui s'est tenue le 14 mai 2020, les actionnaires ont approuvé la décision du Conseil d'Administration de ne pas distribuer de dividende au titre de l'exercice 2019 dans un esprit de responsabilité et de prudence dans le contexte exceptionnel dû à la crise de la Covid-19.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2020

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action soit un montant total de 1 281 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2020 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2020. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2020, cette majoration est évaluée à 10 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 20 mai 2021, le dividende dont le coupon aura été détaché le lundi 24 mai 2021, sera payé le mercredi 26 mai 2021. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2020, les états financiers à fin 2020 étant présentés avant affectation.

18.2.4 Autres opérations

Le 5 février 2020, Elengy a acquis la participation (27,5%) de Total (*via* sa filiale Total Gaz Électricité Holding France – TGEHF) dans Fosmax LNG. L'acquisition des titres hors frais (soit 212 millions d'euros) a été principalement financée par une augmentation de capital d'Elengy réservée à Société d'Infrastructures Gazières (SIG) à hauteur de 185 millions d'euros.

Le 2 juillet 2020, le Groupe a signé un accord de cession d'une participation de 49% dans un portefeuille de 2,3 GW d'énergies renouvelables aux États-Unis au groupe américain Hannon Armstrong, leader dans l'investissement en solutions respectueuses de l'environnement, se traduisant par la vente d'une participation de 49% dans 663 MW de projets éoliens en service, le reste des projets (1,6 GW dont 0,5 GW de projets solaires), actuellement en construction, n'étant transférés qu'au moment de leur mise en service. ENGIE continue à consolider ces actifs par intégration globale et à en assurer l'exploitation et la maintenance. Cette opération s'est traduite par un encaissement de 406 millions d'euros.

18.3 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 2020 et au 31 décembre 2019, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Instruments de dette	30	76
Couverture d'investissement net [1]	(156)	(284)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières) [1]	(1 214)	(958)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières) [1]	76	(837)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	358	505
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt [2]	(813)	(462)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES AVANT ÉCARTS DE CONVERSION	**(1 719)**	**(1 961)**
Écarts de conversion [3]	(2 850)	(1 098)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(4 570)**	**(3 059)**

(1) Cf. Note 17 "Risques liés aux instruments financiers"
(2) Cf. Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence"
(3) La variation des écarts de conversion provient essentiellement de la forte dépréciation du real brésilien (-1 038 millions d'euros) et de la variation du dollar américain (-677 millions d'euros)

18.4 Gestion du capital

ENGIE SA cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres *(cf. Note 18.1.2 "Actions propres")*, émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie "A" auprès des agences de notation. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les *cash-flows* opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts exigibles et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de location simple.

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

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

NOTE 19 Provisions

Principes comptables

Principes généraux liés à la reconnaissance d'une provision

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

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

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

Évaluation des provisions

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

- les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) *(cf. Note 19.2)* ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les principales activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) *(cf. Notes 19.2 et 19.3)* ;
- le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

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

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

En millions d'euros	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	Démantèlement des installations [1] et Remise en état de sites	Autres risques	Total
Au 31 décembre 2019	**7 481**	**7 611**	**7 566**	**2 458**	**25 115**
Dotations	313	194	84	531	1 122
Reprises pour utilisation	(412)	(107)	(86)	(626)	(1 232)
Reprises pour excédent	(2)	-	(1)	(18)	(20)
Variation de périmètre	6	-	(1)	5	10
Effet de la désactualisation	90	251	187	17	544
Écarts de change	(31)	-	(23)	(24)	(78)
Autres	1 497	-	116	-	1 613
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**8 941**	**7 948**	**7 841**	**2 343**	**27 073**
Non courant	8 810	7 849	7 816	400	24 876
Courant	131	99	25	1 942	2 197

(1) Dont 6 207 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires gérées par Synatom, contre 6 060 millions d'euros au 31 décembre 2019

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 2020 sur les avantages postérieurs à l'emploi, lesquels sont comptabilisés en "Autres éléments du résultat global", ainsi que des provisions constatées en contrepartie d'un actif de démantèlement ou de remise en état de site.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2020
Résultat des activités opérationnelles	130
Autres produits et charges financiers	(544)
TOTAL	**(414)**

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

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

Se reporter à la Note 20 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme".

19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations liées à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des centrales nucléaires.

19.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003 attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion de l'aval du cycle du combustible irradié dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. Dans l'hypothèse où des évolutions sont constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et le Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultat dans les comptes.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2019 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2019. Celui-ci a été pris en compte lors de l'arrêté des comptes du 31 décembre 2019. Les provisions, établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités, n'ont pas connu d'évolution significative depuis, au-delà des impacts liés aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) ainsi que les utilisations et dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

Les provisions intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe estime ne pas avoir connaissance d'évolutions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés, à l'exception des études en cours menées par l'ONDRAF portant la définition d'une solution technique de stockage des déchets de catégorie A, de faible ou moyenne activité et de courte durée de vie.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Le Groupe estime par ailleurs des marges appropriées pour chaque catégorie de coûts.

Le Groupe considère, au mieux de ses connaissances actuelles, que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

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

Principes comptables

Le calcul des dotations aux provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire est effectué sur base d'un coût unitaire moyen, déterminé pour l'ensemble des quantités qui auront été utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales et appliqué aux quantités générées en date de clôture. Une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation des provisions, est également constituée.

Après son déchargement d'un réacteur et son entreposage temporaire sur site, le combustible nucléaire usé devrait faire l'objet d'un conditionnement, éventuellement sous la forme du retraitement pour séparer les radionucléides les plus actifs, avant son évacuation en stockage à long terme.

L'ONDRAF a proposé, le 9 février 2018, le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Cette proposition reste soumise à l'approbation du gouvernement belge qui aura, au préalable, recueilli l'avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN).

Par ailleurs, ENGIE considère dans son évaluation que le scénario "mixte", retenu par la Commission des provisions nucléaires, continue de s'appliquer : une partie du combustible, contenant les radionucléides les plus actifs, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario "mixte" : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec ainsi que l'exploitation des installations existantes, de même que les coûts d'achat des conteneurs ;
- une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement. Le plutonium et l'uranium issus du retraitement sont cédés à un tiers ;
- le combustible irradié et non retraité est conditionné, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF. Les recommandations de cette dernière quant au coût de cette installation ont été intégralement prises en compte ;
- les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés en utilisant le tarif de redevances, établi par l'ONDRAF sur la base d'un coût total de l'installation d'évacuation de 10,7 milliards d'euros$_{2017}$. Le coût estimé de la recommandation préliminaire de l'AFCN concernant un puits supplémentaire y a par ailleurs été ajouté sur base des recommandations de l'ONDRAF ;
- l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ;

- le scénario de référence intègre le dernier scénario à jour de l'ONDRAF avec un début du stockage géologique autour de 2070 qui se clôturera vers 2135 ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,25%. Il prend en compte (i) une analyse de l'évolution et de la moyenne historiques et prospectives des taux de référence à long terme, ainsi que (ii) la longue duration du passif compte tenu du scénario de l'ONDRAF ;
- une hypothèse d'inflation de 2,0% (soit un taux réel de 1,25%).

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne permet pas le retraitement partiel et n'a pas encore confirmé l'adoption du stockage géologique comme politique de gestion des déchets nucléaires de moyenne et de haute activité.

Concernant le scénario de retraitement partiel, à la suite d'une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, les contrats de retraitement qui n'étaient pas en cours d'exécution ont été suspendus puis résiliés en 1998. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter le combustible usé et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Orano (anciennement Areva) d'effectuer ce retraitement. Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario "mixte" retenu aujourd'hui et approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de surface de longue durée. La Commission européenne a, à ce titre, adressé le 27 novembre 2019 un avis motivé à la Belgique dans le cadre de la procédure de manquement de l'article 258 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, au motif qu'elle n'a pas adopté de programme national de gestion des déchets radioactifs conforme à certaines exigences de la directive sur le combustible usé et les déchets radioactifs (directive 2011/70/Euratom du Conseil). À ce stade, il n'existe donc qu'un programme national qui confirme l'entreposage sûr du combustible usé suivi par son retraitement ou par son stockage. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans un site restant à identifier et qualifier en Belgique.

Sensibilité

Les provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire restent sensibles aux hypothèses de coûts, de calendrier des opérations et d'engagement des dépenses ainsi qu'au taux d'actualisation :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF au-delà du tarif de référence des redevances demandé par la CPN pour l'évacuation des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie se traduirait, à montant de marges d'incertitudes inchangé, par une augmentation des provisions de l'ordre de 175 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans des dépenses de l'ONDRAF au titre de l'entreposage, de conditionnement et de stockage des déchets radioactifs de haute activité et/ou de longue durée de vie aurait un impact à la hausse d'environ 170 millions d'euros sur les provisions. Un report de 5 ans dans l'échéancier d'engagement de ces différentes dépenses aurait un impact à la baisse d'un montant plus faible ;
- l'impact d'une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour le traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 260 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que ces sensibilités résultent d'un calcul purement financier. Elles doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

19.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Principes comptables

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou remise en état de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations, 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 sont comptabilisés en charge de l'exercice.

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

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

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

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;

- les redevances pour la prise en charge des déchets du démantèlement de catégorie A – 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 et en incluant des marges préconisées par l'ONDRAF pour risques de reclassement de déchets compte tenu des incertitudes de définition des critères d'admission des déchets dans ces catégories ;
- pour les différentes phases, il est tenu compte de l'inclusion de marges pour aléas normales, revues par l'ONDRAF et la CPN ;
- un taux d'inflation de 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- un taux d'actualisation de 2,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (VAN). Il diffère de celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire compte tenu des importantes différences de duration des deux obligations après prise en compte du nouveau scénario de l'ONDRAF ;
- la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 ainsi que pour Doel 1 & 2, et de 40 ans pour les autres unités ;
- le début des opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations est fonction de l'unité concernée et du séquencement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. L'ONDRAF dans son avis à la CPN a notamment pointé des éléments d'incertitude sur certains coûts, en principe couverts par les marges pour aléas, mais pour lesquels la CPN s'est dotée d'un programme de travail et d'analyses complémentaires à compter de 2020. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis, et les hypothèses sont retenues, sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 62 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

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

19.3.1 Démantèlements relatifs aux installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

19.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et de son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood, et l'arrêt des opérations d'extraction de charbon dans la mine attenante à partir de fin mars 2017. Le Groupe détient une participation de 72% dans cette ancienne centrale de 1 600 MW avec mine de charbon attenante, consolidée en tant qu'activité conjointe depuis septembre 2018 en lieu et place de l'intégration globale.

Au 31 décembre 2020, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 277 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017, et se sont concentrés sur : la gestion de la contamination du site ; la planification de l'assainissement de son environnement ; la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, comprenant la démolition de l'ancienne centrale, le pompage aquatique continu, ainsi que des travaux de terrassement dans la mine, visant à garantir une stabilité du terrain et des parois, en vue de la création d'un lac de mine sur le long terme.

Plusieurs lois et politiques qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois ont été reformées récemment. Par conséquent, les obligations réglementaires finales sont susceptibles d'être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc d'impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 4,03%.

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

19.4 Autres risques

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

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

Principes comptables

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

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

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

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

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

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

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

20.1 Description des principaux régimes de retraite

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

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

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

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

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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

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

Les évaluations des engagements de retraites et des autres "engagements mutualisés" sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2020, la dette actuarielle "retraite" relative au régime spécial des IEG s'élève à 4,3 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle "retraite" relative au régime des IEG est de 24 ans.

20.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Laborelec, et partiellement ENGIE Energy Management et ENGIE CC.

Ces conventions, applicables au personnel "barémisé" engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des 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 relative à ces régimes représente environ 16% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2020. La duration moyenne de ces régimes est de 9 années.

Le personnel "barémisé" engagé à partir du 1er juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1er mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1er janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1er janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2020, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2020 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 37 millions d'euros contre 36 millions d'euros en 2019.

20.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation qui s'applique à la masse salariale et qui est déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le groupe ENGIE comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2020 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2019 et s'élève à 73 millions d'euros.

20.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1er juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;
- l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent désormais des plans à cotisations définies ;
- le Brésil : ENGIE Brasil Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

20.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

20.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs)

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - les indemnités de capital décès ;
- avantages à long terme :
  - les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

20.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé "tarif agent".

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 4,2 milliards d'euros au 31 décembre 2020. La duration de l'engagement est de 25 ans.

20.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

20.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

20.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de l'"allocation transitoire" (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

20.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature,...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

20.3 Plans à prestations définies

20.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de 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 2019	**(7 481)**	**53**	**161**
Différence de change	35	-	-
Variations de périmètre et autres	-	-	-
Pertes et gains actuariels	(1 488)	(31)	(7)
Charge de l'exercice	(438)	(3)	25
Plafonnement d'actifs	-	-	-
Cotisations/prestations payées	431	17	9
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(8 941)**	**36**	**188**

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 441 millions d'euros en 2020 (492 millions d'euros en 2019). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 20.3.3 "Composantes de la charge de l'exercice".

La zone euro représente 98% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2020 (contre 97% au 31 décembre 2019).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 6 037 millions d'euros au 31 décembre 2020 (contre 4 594 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'"État du résultat global" représentent une perte actuarielle de 1 519 millions d'euros en 2020 (contre une perte actuarielle de 1 149 millions d'euros en 2019).

20.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du groupe ENGIE, leur évolution au cours des exercices concernés ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivants :

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
En millions d'euros	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A – Variation de la dette actuarielle								
Dette actuarielle début de période	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**	**(7 712)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**
Coût des services rendus de la période	(303)	(79)	(50)	(432)	(291)	(63)	(43)	(397)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(115)	(57)	(5)	(177)	(173)	(76)	(9)	(258)
Cotisations versées	(16)	-	-	(16)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime	(19)	4	(1)	(16)	(1)	-	-	(1)
Variations de périmètre	-	-	-	-	172	(5)	(1)	166
Réductions/cessations de régimes	125	1	1	127	75	-	1	76
Événements exceptionnels	-	-	-	-	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers	(789)	(678)	(31)	(1 498)	(887)	(698)	(5)	(1 590)
Pertes et gains actuariels démographiques	(56)	8	(6)	(55)	(120)	57	(14)	(76)
Prestations payées	405	104	57	566	373	108	39	521
Autres (dont écarts de conversion)	152	-	2	154	10	-	-	10
Dette actuarielle fin de période A	**(9 186)**	**(5 167)**	**(565)**	**(14 919)**	**(8 570)**	**(4 470)**	**(531)**	**(13 572)**
B – Variation des actifs de couverture								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	6 169	-	-	6 169	5 767	-	-	5 767
Produit d'intérêts des actifs de couverture	86	-	-	86	133	-	-	133
Pertes et gains actuariels financiers	(4)	-	-	(4)	497	-	-	497
Cotisations perçues	206	-	-	206	197	-	-	197
Variations de périmètre	-	-	-	-	(109)	-	-	(109)
Cessations de régimes	9	-	-	9	(28)	-	-	(28)
Prestations payées	(308)	-	-	(308)	(282)	-	-	(282)
Autres (dont écarts de conversion)	(124)	-	-	(124)	(7)	-	-	(7)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période B	**6 034**	-	-	**6 034**	**6 169**	-	-	**6 169**
C – Couverture financière A+B	**(3 153)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 885)**	**(2 402)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 403)**
Plafonnement d'actifs	(21)	-	-	(21)	(25)	-	-	(25)
Engagements nets de retraités	**(3 174)**	**(5 167)**	**(565)**	**(8 906)**	**(2 427)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 428)**
TOTAL PASSIF	**(3 210)**	**(5 137)**	**(595)**	**(8 941)**	**(2 480)**	**(4 470)**	**(531)**	**(7 481)**
TOTAL ACTIF	**36**	-	-	**36**	**53**	-	-	**53**

(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

20.3.3 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2020 et 2019 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Coûts des services rendus de la période	432	397
Pertes et gains actuariels [1]	37	19
Modifications de régimes	-	-
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(120)	(48)
Événements exceptionnels	-	-
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant y compris MtM opérationnel et quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**350**	**368**
Charge d'intérêts nette	91	125
Total comptabilisé en résultat financier	**91**	**125**
TOTAL	**441**	**493**

(1) Sur avantages à long terme

20.3.4 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme au moins égal au taux d'actualisation ou, le cas échéant, aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les stratégies d'investissement sont déterminées par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissements dans le cadre de contrats en unités de compte ou de contrats en euros, dans un cadre de risque et une gestion adaptés à l'horizon long terme des passifs.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 671)	5 192	(21)	(2 500)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(606)	842	-	236
Plans non financés	(6 641)	-	-	(6 641)
AU 31 DÉCEMBRE 2020	**(14 918)**	**6 034**	**(21)**	**(8 905)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 399)	5 616	(25)	(1 809)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(517)	553	-	36
Plans non financés	(5 655)	-	-	(5 655)
Au 31 décembre 2019	**(13 571)**	**6 169**	**(25)**	**(7 428)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Actions	26	27
Obligations souveraines	23	26
Obligations privées	29	27
Actifs monétaires	3	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	16	15
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2020.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 1,4% en 2020.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2020 s'est élevé à environ 2,8% en assurance de groupe et à environ +0,8% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

En %	Europe	Amérique du Nord	Amérique latine	Asie-Océanie	Reste du monde	Total
Actions	60	23	3	10	4	100
Obligations souveraines	82	1	16	-	-	100
Obligations privées	74	20	1	4	2	100
Actifs monétaires	96	-	3	1	-	100
Actifs immobiliers	92	1	5	1	1	100
Autres actifs	46	23	3	4	24	100

20.3.5 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	
		2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation	Zone euro	0,6%	1,2%	0,6%	1,2%	0,6%	1,0%	0,6%	1,2%
	Zone UK	1,6%	1,7%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,2%	3,4%	-	-	-	-	-	-

20.3.5.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 18%.

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 17%.

20.3.5.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 1%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	5	(5)

20.3.6 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2021 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2021, des cotisations de l'ordre de 214 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 133 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

20.4 Plans à cotisations définies

En 2020, le Groupe a comptabilisé une charge de 248 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (contre 121 millions d'euros en 2019). Ces cotisations sont présentées dans les "Charges de personnel" au compte de résultat.

NOTE 21 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

	Charge de la période	
En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Offres réservées aux salariés [1]	(2)	(1)
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance [2] [3]	(45)	(48)
Plans d'autres sociétés du Groupe	(3)	(2)
TOTAL	**(50)**	**(51)**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays
(2) Dont une reprise pour non atteinte des conditions de performance d'un montant de 6 millions d'euros en 2020
(3) Dont une reprise pour non atteinte de conditions de présence d'un montant de 5 millions d'euros en 2020 (2 millions d'euros en 2019)

21.1 Actions de performance

21.1.1 Nouvelles attributions réalisées en 2020

Plan d'actions de performance ENGIE du 17 décembre 2020

Le Conseil d'Administration du 17 décembre 2020 a approuvé l'attribution de 4,9 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, suivie d'une période d'incessibilité d'un an des titres acquis ;
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2024, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2025, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de neuf sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2020 et janvier 2024 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2022 et 2023.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 150 actions attribuées).

21.1.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués par ENGIE en 2020.

Date d'attribution	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2025	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,44
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2024	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,87
17 décembre 2020	14 mars 2024	14 mars 2024	12,7	0,75	3,9%	0,47	non	10,67
17 décembre 2020	14 mars 2025	14 mars 2025	12,7	0,75	3,9%	0,36	oui	9,16
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 17 décembre 2020								**9,93**

21.1.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes attribués aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2. L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture.

Le Groupe a décidé de corriger l'effet de la crise de la Covid-19 sur les taux de réussite des conditions de performance non marché pour les plans d'actions de performance de décembre 2017 et de décembre 2018, actions en cours d'acquisition, comprenant l'exercice 2020 comme référence. Ces taux de réussite ajustés ont conduit le Groupe à comptabiliser un produit de 6 millions d'euros.

NOTE 22 Transactions avec des parties liées

L'objet de cette Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 23 "Rémunération des dirigeants".

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 "Participations dans les entreprises mises en équivalence".

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

22.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

22.1.1 Relations avec l'État français

Le capital du Groupe détenu par l'État au 31 décembre 2020 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2019. Il lui confère 3 représentants au Conseil d'Administration sur un total de 13 administrateurs (1 administratrice représentant l'État nommée par arrêté, 2 administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires sur proposition de l'État).

L'État détient 33,19% des droits de vote théoriques (ou 33,39% des droits de vote exerçables) contre 33,67% à fin décembre 2019.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

22.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités Enedis SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

22.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 20 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme".

NOTE 23 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 10 membres au 31 décembre 2020 (14 membres au 31 décembre 2019).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Avantages à court terme	29	21
Avantages postérieurs à l'emploi	-	10
Paiements fondés sur des actions	2	5
Indemnités de fin de contrat	7	-
TOTAL	**38**	**36**

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".

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

Principes comptables

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

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 15 "Immobilisations corporelles"*).

Le gaz "utile" est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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.

24.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2020	Variation du BFR au 31 déc. 2019
Stocks	(492)	465
Créances commerciales et autres débiteurs	107	802
Fournisseurs et autres créanciers	(586)	(1 107)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	(58)	(36)
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	(109)	(981)
Autres	539	(253)
TOTAL	**(600)**	**(1 110)**

24.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2020	31 déc. 2019
Stocks de gaz naturel, nets	1 146	1 104
Stocks d'uranium [(1)]	530	538
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	1 070	682
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 395	1 294
TOTAL	**4 140**	**3 617**

(1) Des instruments financiers de couverture sont adossés à ces stocks d'uranium et représentent un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2020

24.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2020				31 déc. 2019			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	396	8 990	(2 004)	(12 545)	384	10 216	(1 222)	(13 101)
Créances/dettes fiscales	-	*6 274*	-	*(6 960)*	-	*6 986*	-	*(7 750)*
Créances/dettes sociales	*222*	*51*	*(6)*	*(2 667)*	*214*	*39*	*(6)*	*(2 594)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*17*	-	*(76)*	-	*21*	-	*(104)*
Autres	174	2 649	(1 998)	(2 841)	171	3 170	(1 215)	(2 653)

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 94 millions d'euros au 31 décembre 2020 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (92 millions d'euros au 31 décembre 2019).

Les autres passifs comprennent 1 123 millions d'euros d'investissements réalisés par des *tax partner* dans le cadre du financement des projets renouvelables aux États-Unis par *tax equity* (228 millions d'euros au 31 décembre 2019).

NOTE 25 Contentieux et enquêtes

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

25.1 France hors Infrastructures

25.1.1 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le Tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le Tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 d'euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 d'euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant 1 an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles.

25.2 Infrastructures France

25.2.1 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur du gaz, le 30 juin 2020, deux protocoles d'accord ont été signés respectivement par GRDF avec Total Direct Energie et ENI afin de mettre fin à l'ensemble des contentieux existant entre GRDF, Total Direct Energie et ENI. Les impacts financiers associés à ces protocoles ont été intégralement intégrés dans les comptes arrêtés au 30 juin 2020.

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil Constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

25.2.2 Ouverture d'une enquête sur le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 29 février 2020, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une enquête approfondie en matière d'aide d'état sur le dispositif de régulation du stockage mis en place au 1er janvier 2018 pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz en France. Storengy et Géométhane ont transmis tous les éléments nécessaires à la Commission pour faire valoir leurs analyses, dans le cadre de l'enquête qu'elle mène en vue d'adopter une décision finale. L'ouverture de cette procédure ne préjuge en rien de l'issue de l'enquête.

25.3 Reste de l'Europe

25.3.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Par arrêt du 12 juin 2018, la Cour d'appel de Bruxelles a rejeté les demandes de Greenpeace. Greenpeace a introduit un pourvoi en cassation. Ce pourvoi a été rejeté par un arrêt de la Cour de cassation du 9 janvier 2020 de sorte que l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles du 12 juin 2018 est devenu définitif. En ce qui concerne le recours devant la Cour constitutionnelle, celle-ci, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne (CJUE) pour questions préjudicielles. La CJUE, dans son arrêt du 29 juillet 2019, 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 des évaluations préalables requises et comprenant une participation du public et une consultation transfrontalière, au plus tard jusqu'au 31 décembre 2022. Le recours devant le Conseil d'État est, par ailleurs, toujours pendant.

Par ailleurs, des collectivités territoriales et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2. Le 9 novembre 2018, le Conseil d'État a rejeté le recours en annulation intenté par certaines collectivités territoriales allemandes. Une procédure au civil est toujours en cours devant le tribunal de première instance de Bruxelles. Le 3 septembre 2020, celui-ci a jugé cette action recevable mais non fondée.

25.3.2 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. Suite au rejet par l'Administration fiscale néerlandaise du recours administratif introduit contre l'enrôlement pour 2007, un recours motivé a été introduit en juin 2016 auprès du Tribunal de première instance d'Arnhem. Le 4 octobre 2018, ce dernier a donné raison à l'Administration fiscale. 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, s'est pourvue en cassation.

25.3.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière d'amortissements des centrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise rejette la déduction de dépréciation d'actifs enregistrée par ENGIE Energie Nederland NV dans ses déclarations fiscales 2010-2013. Elle conteste tant la période de prise en charge de ces dépréciations que son quantum. Elle a ainsi redressé l'intégralité des dépréciations d'actifs cumulées sur la période soit un montant de 1,9 milliard d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018 qui a été rejeté en février 2019. ENGIE étudie l'opportunité d'initier une procédure judiciaire.

25.3.4 Prix de transfert du gaz

L'Inspection spéciale des impôts belge a adressé deux avis de rectification du résultat fiscal des exercices 2012 et 2013 pour un montant global de 706 millions d'euros considérant que le prix appliqué à la fourniture de gaz par ENGIE (alors GDF SUEZ) à Electrabel S.A. était excessif. ENGIE et Electrabel S.A. contestent cette rectification. La Belgique et la France ont initié une procédure amiable afin de régler ce différend.

25.3.5 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est toujours en cours et se poursuivra vraisemblablement encore en 2021.

25.3.6 Italie – Vado Ligure

Le 11 mars 2014, le Tribunal de Savone a placé sous séquestre les unités de production au charbon VL3 et VL4 de la centrale thermique de Vado Ligure, appartenant à Tirreno Power S.p.A. (TP), société détenue à 50% par le Groupe. Cette mise sous séquestre se situe dans le cadre d'une enquête pénale à l'encontre des dirigeants et anciens dirigeants de TP pour infractions environnementales et risques pour la santé publique. L'enquête a été clôturée le 20 juillet 2016. Le dossier a été renvoyé au Tribunal de Savone pour traitement au fond ; la procédure a débuté le 11 décembre 2018 et se poursuivra pendant l'année 2021.

25.3.7 Italie – Litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia SpA (ENGIE Italia) auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en toute hypothèse disproportionnée par rapport à une obligation formelle.

ENGIE Italia a introduit en 2018 une demande d'annulation de la notification de l'imposition auprès le tribunal de première instance de Perugia.

En octobre 2018, le tribunal de première instance a rejeté la demande d'annulation se contentant d'appliquer un ancien décret ministériel et sans prendre en compte les arguments de droit d'ENGIE Italia.

ENGIE Italia a interjeté appel du jugement en novembre 2018 et la Cour d'appel lui a donné raison en novembre 2019 au motif que les justificatifs exigés par l'Administration fiscale n'étaient pas légaux et que cette dernière devait prendre en compte la situation factuelle du contribuable pour déterminer l'assujettissement aux accises. En 2020, l'administration fiscale a renvoyé l'affaire devant la Cour de cassation.

25.3.8 Italie – Procédure concurrence

Le 9 mai 2019, une amende de 38 millions d'euros a été infligée conjointement et solidairement à ENGIE Servizi SpA et ENGIE Energy Services International S.A. par l'Autorité de la Concurrence italienne (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 Energy Services International SA. Le 17 novembre 2020, l'Autorité a fait appel devant le Conseil d'État italien de la décision du TAR Lazio.

25.4 Amérique latine

25.4.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

25.4.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

25.4.3 Brésil – Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia S.A. (ENGIE Brasil Energia) des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 492 millions de real brésiliens, dont 229 millions de real brésiliens de taxes auxquelles viennent s'ajouter amendes et intérêts.

ENGIE Brasil Energia conteste ces avis de rectification et a introduit des réclamations fiscales en 2019 que l'administration fiscale a toutefois rejetées. Une dernière contestation en phase administrative (avant recours éventuels devant les cours et tribunaux) a été introduite par ENGIE Brasil Energia en janvier 2020.

25.4.4 Mexique – Renouvelables

Ces derniers mois, le gouvernement et les autorités publiques mexicaines ont adopté des positions et des mesures 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 gouvernementaux et des investisseurs privés, notamment par les filiales d'ENGIE développant ou exploitant des projets renouvelables dans le pays. Ces procédures sont en cours. Dans la plupart des cas – dont notamment les procédures initiées par les filiales d'ENGIE –, les tribunaux compétents ont ordonné la suspension des mesures litigieuses en attente d'une décision sur le fond.

25.5 Autres

25.5.1 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le Tribunal Administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'Administration fiscale à interjeter appel devant la Cour Administrative de Versailles en mai 2019. Les échanges de mémoire ont eu lieu ; les parties sont en attente d'une date d'audience.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, le 23 juin 2020, la Cour Administrative d'Appel de Versailles a donné raison à ENGIE eu égard aux demandes de remboursement relatives aux exercices 2002 et 2003 mais a rejeté celle afférente à l'exercice 2004. Compte tenu de la cession des créances de précompte 2002/2003, les sommes seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionnalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de Justice de l'Union européenne pour savoir si la Directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de Justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

25.5.2 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 types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. À l'issue de la procédure devant les juridictions européennes, cette somme sera remise à ENGIE ou à l'État luxembourgeois en fonction de l'annulation ou non de la décision de la Commission. Le 15 septembre 2020, le Tribunal a tenu audience en présence des parties et sa décision est désormais en attente d'être rendue.

25.5.3 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. La procédure en appel 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. La procédure d'appel suspend automatiquement l'exécution de l'ensemble des sanctions prononcées par le UOKiK.

25.5.4 Cession de 29,9% du capital de SUEZ à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de SUEZ le 6 octobre 2020, ENGIE est appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et SUEZ. Ces procédures ont été engagées par SUEZ, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

NOTE 26 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2020.

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

En application de l'article 222-8 du Règlement de l'Autorité des marchés financiers, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 14 mai 2020 a décidé de renouveler le mandat de Commissaire aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2020 à 2025.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,6**	**7,1**	**12,7**	**6,0**	**8,9**	**14,9**	**27,6**
• ENGIE SA	2,4	-	2,4	2,6	-	2,6	5,0
• Entités contrôlées	3,2	7,1	10,3	3,3	8,9	12,2	22,6
Services autres que la certification des comptes	**0,7**	**1,6**	**2,3**	**1,3**	**1,2**	**2,5**	**4,8**
• **ENGIE SA**	**0,6**	**-**	**0,6**	**1,1**	**0,0**	**1,1**	**1,7**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,3*	-	*0,3*	*0,3*	-	*0,3*	*0,6*
Dont autres missions d'audit	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*	-	*0,7*	*0,9*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	*0,1*	-	*0,1*	*0,1*
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	-	-	-	-	*0,0*	*0,0*	*0,0*
• **Entités contrôlées**	**0,2**	**1,6**	**1,7**	**0,3**	**1,2**	**1,4**	**3,1**
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	-	*0,4*	*0,4*	*0,2*	*0,2*	*0,4*	*0,8*
Dont autres missions d'audit	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,1*	*0,3*	*0,4*	*0,7*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	*0,1*	*0,1*	-	-	-	*0,1*
Dont services de due diligence	*0,1*	*0,2*	*0,3*	*0,0*	-	*0,0*	*0,4*
Dont missions fiscales	-	*0,7*	*0,7*	-	*0,6*	*0,6*	*1,3*
TOTAL	**6,4**	**8,7**	**15,0**	**7,3**	**10,1**	**17,3**	**32,4**

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

Certaines entités des secteurs reportables Reste de l'Europe et Autres ne publient pas de comptes annuels en application des dispositions internes de droit luxembourgeois (article 70 de la loi du 19 décembre 2002) et néerlandais (article 403 du Code civil) relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit notamment de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, 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 2020

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 2020, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie "Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le code de commerce et par le code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2020 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

La crise mondiale liée à la pandémie de COVID-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwill* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 1.3 Utilisation d'estimations et du jugement, 13 Goodwill, 14 Immobilisations Incorporelles et 15 Immobilisations Corporelles]

Point clé de l'audit

Au 31 décembre 2020, la valeur nette de l'actif immobilisé de votre Groupe relative aux *goodwill*, immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à 73 milliards d'euros (après comptabilisation de pertes de valeur de 3,6 milliards d'euros en 2020), soit 47,7% du total bilan. Cet actif immobilisé est notamment composé :

- de *goodwill* pour 15,9 milliards d'euros, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie ("UGT") GRDF (4 Md€), Engie Solutions (1,5 Md€), Benelux (1,2 Md€), France Renouvelables (1,2 Md€), Royaume-Uni (1 Md€), France BtoC (1 Md€) et Nucléaire (0,8 Md€) ;
- d'immobilisations incorporelles pour 7,2 milliards d'euros ;
- d'immobilisations corporelles pour 49,9 milliards d'euros.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels votre Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable correspond, dans la plupart des cas, à la valeur d'utilité déterminée à partir :

- des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 approuvés par le Comité Exécutif de votre Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) ainsi que de projections de prix issues du scénario de référence établi par votre Groupe pour la période 2024-2040 et approuvé par le Comité Exécutif.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés, présentées dans la note 13.3, relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les UGT *goodwill* pour lesquelles nous avons estimé que le risque de perte de valeur était le plus important, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses structurantes suivantes :

- s'agissant de l'UGT Nucléaire, les valeurs assignées aux prix des combustibles et du CO_2, l'évolution de la demande et des prix de l'électricité, la disponibilité des centrales, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre régulatoire, votre Groupe considérant aux cas particuliers :
  - de la Belgique, contrairement aux années passées et compte tenu des annonces du gouvernement belge à l'automne 2020 ainsi que des échanges intervenus depuis lors, que les conditions opérationnelles pour la réalisation des travaux préalables à l'extension ne sont plus réunies pour retenir l'hypothèse d'une prolongation de 20 ans de la moitié du parc d'unités de seconde génération au-delà de 2025, et
  - de la France, que les contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires seront prolongés au-delà des durées d'exploitation actuelles ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les conditions et perspectives de renouvellement des concessions hydro-électriques en France.

Ces évaluations, qui tiennent compte de la conjoncture actuelle dégradée par la crise du COVID-19, sont par ailleurs sensibles aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et taux d'actualisation).

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise 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, du jugement et des estimations exercés par la Direction dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwill* aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre Groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction, notamment dans le contexte de crise liée au COVID-19.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre Groupe avec le support de nos spécialistes en évaluation.

Nos travaux sur les valeurs d'utilité ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) dont nous avons apprécié la cohérence avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
- les hypothèses opérationnelles et régulatoires retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie dont nous avons apprécié la cohérence au regard notamment des conditions d'exploitation des actifs et de leur performance intrinsèque ainsi que des règlementations applicables à date et de leurs évolutions prévues ;
- les modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels pour lesquels nous avons apprécié :
  - la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence de votre Groupe ;
  - la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en faisant appel à des spécialistes internes en évaluation ;
- la pertinence des analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires;

S'agissant des actifs pour lesquels une décision de cession a été prise par votre Groupe, nous avons estimé le caractère hautement probable de cette dernière et les éléments considérés pour évaluer la valeur recouvrable ;

Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par votre Groupe.

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, 19 Provisions et 19.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire]

Point clé de l'audit

Votre Groupe assume des obligations relatives à la gestion du combustible nucléaire irradié et au démantèlement des centrales nucléaires exploitées en Belgique. En application de la Loi Belge du 11 avril 2003, la gestion des provisions correspondantes est confiée à Synatom, société de votre Groupe, qui soumet, tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN), un dossier technique et financier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des matières Fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier.

Au 31 décembre 2020, les provisions s'élèvent à respectivement 7,9 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 6,2 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires. Ces provisions sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel et sur la base de l'avis rendu par la CPN le 12 décembre 2019 dans le cadre de la révision triennale prévue par les dispositions légales et réglementaires. Dans l'hypothèse où des évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus sont constatées entre deux évaluations triennales, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission peut réviser son avis et votre Groupe en tirer, le cas échéant, les conséquences en résultat de période.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un Opoint clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment :

- s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement Belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ;
- s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier.

Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques appliquées (taux d'inflation et d'actualisation).

Notre réponse

A l'issue de la dernière révision triennale des provisions intervenue en 2019, nous avons (i) examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN, (ii) contrôlé les bases sur lesquelles les provisions avaient été évaluées et (iii) apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations, de taux d'inflation et d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie.

Au titre de l'exercice 2020, compte tenu de l'absence de révision triennale ou d'évolutions susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, et étant donné les procédures d'audit déjà menées lors de la dernière révision triennale des provisions au titre de l'exercice 2019, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels au regard des décisions prises ou des actions envisagées par votre Groupe ou par les autorités et la concordance avec ces hypothèses des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements ;
- la cohérence du taux d'actualisation avec les hypothèses de marché sous-jacentes ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés, notamment sur la sensibilité de l'évaluation des provisions à la variation des hypothèses clés.

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 1.3 Utilisation d'estimations et du jugement, 19 Provisions, 19.4 Autres risques et 25 Contentieux et Enquêtes]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre Groupe sont comptabilisés en tant que passifs, ou constituent selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 25 aux comptes consolidés. Nous avons considéré l'évaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre Groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre Groupe ainsi que des confirmations obtenues aux demandes que nous leur avons adressées. Nous avons également eu recours à nos experts fiscalistes pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés ; • et à effectuer un suivi des principales discussions entre votre Groupe et les parties prenantes aux différents litiges et risques.

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit "énergie en compteur")

[notes 1.3 Utilisation d'estimations et du jugement, 7.1 Chiffre d'affaires et 7.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre Groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux et ont parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre Groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2020, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 3,1 milliards d'euros et concernent principalement la France et la Belgique. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par votre Groupe. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture ; Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes consolidés.

Evaluation de l'impact comptable initial lié à l'extension de la comptabilité de *trading* aux autres contrats gaz de la zone Europe

[notes 9.4 Autres éléments non récurrents, 16 Instruments financiers et 16.5.1 Actifs financiers]

Point clé de l'audit	Notre réponse
En 2020, ENGIE a décidé d'étendre au reste du périmètre gaz en Europe, le modèle de gestion en *trading* appliqué à partir de 2017 à la plus grande partie des contrats gaz à long terme. ENGIE tire ainsi les conséquences d'évolutions contractuelles et d'un accroissement attendu des volumes disponibles sur cette zone. La mise en place de ce nouveau mode de gestion sur le périmètre étendu a notamment été rendue possible grâce au déploiement d'outils permettant une meilleure représentation économique des positions. L'évolution du cadre de gestion se traduit comptablement par la nécessaire évaluation à la juste valeur des actifs concernés, avec un impact initial de -726 millions d'euros comptabilisé au 31 décembre 2020, au sein du résultat non-récurrent eu égard à sa nature et à son montant. À compter de cette date, les résultats du Groupe intègrent les pertes et gains, réalisés et latents, relatifs à ces positions au sein de la marge nette de *trading* présentée en chiffre d'affaires et en résultat opérationnel courant. En raison des montants en jeu, du jugement exercé par votre Groupe ainsi que des hypothèses et estimations retenues pour évaluer la juste valeur des différents actifs concernés, nous estimons que l'évaluation des impacts comptables liés à l'extension de la comptabilité de *trading* aux autres contrats gaz de la zone Europe constitue un point clé de l'audit.	Nous avons pris connaissance des dispositifs de votre Groupe en matière de contrôle interne associé aux actifs comptabilisés en *trading*. Nos travaux ont principalement consisté, avec le support de nos spécialistes en valorisation d'instruments financiers, à : • examiner les modalités de gestion des actifs concernés ; • apprécier la pertinence de la qualification en instrument financier au regard des normes comptables et des traitements comptables appliqués par votre Groupe ; • apprécier la gouvernance mise en place par la Direction en matière de suivi et de contrôle de ces actifs, notamment en lien avec les nouveaux outils mis en place ; • examiner la cohérence des modèles d'évaluation des contrats au regard des dispositions normatives applicables ; • analyser les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la juste valeur des actifs intégrés dans le périmètre et contrôler arithmétiquement les calculs effectués par votre Groupe ; • étudier les modèles et le comportement des ajustements de valorisation (dites "Reserves Policies") au regard de la sensibilité aux paramètres de valorisation ; • apprécier le caractère approprié de la classification au sein du compte de résultat, de l'information qualitative et quantitative donnée dans les notes 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 extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

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.

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 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2020, nos cabinets étaient dans la treizième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la Direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes consolidés

Il appartient à la Direction d'établir des comptes consolidés présentant une image fidèle conformément au référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes consolidés ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes consolidés, il incombe à la Direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes consolidés. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société. Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la Direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes consolidés ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la Direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations fournies dans les comptes consolidés au sujet de cette incertitude ou, si ces informations ne sont pas fournies ou ne sont pas pertinentes, il formule une certification avec réserve ou un refus de certifier ;
- il apprécie la présentation d'ensemble des comptes consolidés et évalue si les comptes consolidés reflètent les opérations et événements sous-jacents de manière à en donner une image fidèle ;
- concernant l'information financière des personnes ou entités comprises dans le périmètre de consolidation, il collecte des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour exprimer une opinion sur les comptes consolidés. Il est responsable de la Direction, de la supervision et de la réalisation de l'audit des comptes consolidés ainsi que de l'opinion exprimée sur ces comptes.

Rapport au Comité d'audit

Nous remettons au Comité d'audit un rapport qui présente notamment l'étendue des travaux d'audit et le programme de travail mis en œuvre, ainsi que les conclusions découlant de nos travaux. Nous portons également à sa connaissance, le cas échéant, les faiblesses significatives du contrôle interne que nous avons identifiées pour ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Parmi les éléments communiqués dans le rapport au Comité d'audit, figurent les risques d'anomalies significatives que nous jugeons avoir été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice et qui constituent de ce fait les points clés de l'audit, qu'il nous appartient de décrire dans le présent rapport.

Nous fournissons également au Comité d'audit la déclaration prévue par l'article 6 du règlement (UE) n°537-2014 confirmant notre indépendance, au sens des règles applicables en France telles qu'elles sont fixées notamment par les articles L. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

A Paris-La Défense, le 12 mars 2021

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Olivier Broissand	Patrick E. Suissa	Charles-Emmanuel Chosson	Stéphane Pédron

6.4 Comptes sociaux au 31 décembre 2020

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

			Au 31 déc. 2020			Au 31 déc. 2019
En millions d'euros		Notes	Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
Actif immobilisé						
Immobilisations incorporelles		3	2 022	1 435	587	554
Immobilisations corporelles		3	938	568	370	381
Immobilisations financières		4				
Titres de participation			72 497	12 174	60 324	67 564
Autres immobilisations financières			426	70	356	75
Total actif immobilisé	I		75 883	14 246	61 637	68 574
Actif circulant						
Stocks et en-cours		5				
Gaz			440	-	440	550
Certificats d'économie d'énergie			285	5	280	42
Autres stocks et en-cours			450	-	450	311
Avances et acomptes versés sur commandes			73	-	73	45
Créances d'exploitation		6				
Créances clients et comptes rattachés			4 361	410	3 951	3 794
Autres créances			655	-	655	667
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			8 135	-	8 135	7 753
Autres créances			3 126	1	3 125	2 638
Valeurs mobilières de placement		7	3 263	2	3 261	1 850
Disponibilités			219	-	219	288
Total actif circulant	II		21 006	417	20 590	17 938
Comptes de régularisation	III	8	1 771	-	1 771	1 416
Écarts de conversion – actif	IV	8	304	-	304	310
TOTAL GÉNÉRAL	(I À IV)		98 965	14 663	84 302	88 237

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	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Fonds propres				
Capitaux propres		9		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			31 291	31 470
Écarts de réévaluation			39	39
Réserve légale			244	244
Autres réserves			-	17
Report à nouveau			-	-
Résultat net de l'exercice			(3 928)	(196)
Acompte sur dividende			-	-
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	621	585
Total capitaux propres	**I**		**30 702**	**34 594**
Autres fonds propres	**II**		**1**	**6**
Total fonds propres	**I + II**		**30 703**	**34 600**
Provisions pour risques et charges	**III**	**10.1**	**3 151**	**2 472**
Dettes		**11**		
Dettes financières		**11**		
Emprunts			31 924	30 842
Dettes rattachées à des participations			4 350	6 800
Comptes courants des filiales			1 377	1 051
Autres			507	541
Total dettes financières	**IV**		**38 158**	**39 234**
Passif circulant				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			6	15
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			6 231	6 408
Dettes fiscales et sociales			1 188	1 206
Autres dettes			2 285	2 408
Total passif circulant	**V**		**9 710**	**10 038**
Total dettes	**IV + V**		**47 868**	**49 272**
Comptes de régularisation	**VI**	**12**	**2 242**	**1 463**
Écarts de conversion – passif	**VII**	**12**	**339**	**431**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À VI)**		**84 302**	**88 237**

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	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Ventes d'énergie		16 015	14 233
Autre production vendue		3 257	3 048
Chiffre d'affaires	**13.1**	**19 272**	**17 282**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		15	18
Production		**19 287**	**17 300**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(6 725)	(6 094)
Autres achats		(5 400)	(4 454)
Autres charges externes		(7 192)	(6 652)
Valeur ajoutée		**(29)**	**100**
Subventions reçues		87	62
Impôts et taxes		(102)	(104)
Charges de personnel	13.2	(522)	(470)
Excédent brut d'exploitation		**(567)**	**(412)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(257)	(230)
Dotations nettes aux provisions	13.3	(642)	(91)
Transfert de charges		10	30
Autres charges		(185)	(227)
Résultat d'exploitation		**(1 640)**	**(931)**
Résultat financier	**14**	**1 440**	**1 192**
Résultat courant		**(200)**	**262**
Résultat exceptionnel	**15**	**(4 260)**	**(835)**
Impôt sur les sociétés	**16.2**	**532**	**377**
RÉSULTAT NET		**(3 928)**	**(196)**

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		Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**1 223**	**1 160**
Variation des stocks		268	(308)
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		225	(2 604)
Variation des dettes fournisseurs		177	2 344
Variation des autres postes		632	502
Variation du besoin en fonds de roulement	**2**	**1 302**	**(66)**
EXCÉDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	**(1-2) = I**	**(79)**	**1 226**
Immobilisations incorporelles et corporelles		241	279
Immobilisations financières		710	379
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	**1**	**950**	**658**
Contributions de tiers		5	8
Produits des cessions d'éléments d'actif		3 545	234
Réduction des immobilisations financières		8	18
Ressources	**2**	**3 557**	**260**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	**(1-2) = II**	**(2 607)**	**398**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	**(I-II) = III**	**2 528**	**828**
Augmentation et diminution de capital	**1**	**-**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	**2**	**-**	**(1 834)**
Emprunts obligataires		4 100	5 294
Emprunts Groupe		1 000	2 300
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		1 763	345
Appel au marché financier	**3**	**6 863**	**7 939**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(8 010)	(3 254)
Remboursements	**4**	**(8 010)**	**(3 254)**
FINANCEMENT	**(1+2+3+4) = IV**	**(1 147)**	**2 851**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	**(III+IV) = V**	**1 381**	**3 679**

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	339
NOTE 2	Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices	344
NOTE 3	Immobilisations incorporelles et corporelles	344
NOTE 4	Immobilisations financières	346
NOTE 5	Stocks et en-cours	349
NOTE 6	Créances	350
NOTE 7	Valeurs mobilières de placement	351
NOTE 8	Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif	351
NOTE 9	Capitaux propres	351
NOTE 10	Provisions	353
NOTE 11	Dettes financières	355
NOTE 12	Comptes de régularisation et écarts de conversion Passif	358
NOTE 13	Résultat d'exploitation	359
NOTE 14	Résultat financier	360
NOTE 15	Résultat exceptionnel	361
NOTE 16	Situation fiscale	361
NOTE 17	Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)	362
NOTE 18	Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel	369
NOTE 19	Litiges	373
NOTE 20	Éléments relatifs aux parties liées	375
NOTE 21	Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif	375
NOTE 22	Événements postérieurs à la clôture	376

NOTE 1 Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2020 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan comptable général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 mis à jour de l'ensemble du règlement l'ayant modifié par la suite.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification 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.

ENGIE SA prend en considération l'évolution de l'environnement économique et la volatilité importante des marchés dans les estimations comme les *business plans,* les plans prévisionnels d'activité, et les taux d'actualisation utilisés, notamment pour les tests de perte de valeur. Dans ce contexte, ENGIE SA a renforcé ses procédures de suivi des risques et intégré une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

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

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

- l'évaluation des titres de participation :

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser ;
- la valorisation des instruments financiers :

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, 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 :

  Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés et non facturés, sont déterminées sur la base de modèles mathématiques intégrant la consommation estimée des clients et une estimation des prix de vente. Le montant ainsi déterminé de l'énergie en compteur à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix retenues (cf. paragraphe "Créances d'exploitation" ci-après) ;
- l'évaluation des provisions pour risques et charges :

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées ;
- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan :

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, 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 génèrera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

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 (DCF et DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas de négociations en cours, la valeur comptable des titres concernés est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC – article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence 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.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en "autres titres immobilisés". Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

ENGIE SA applique les dispositions du règlement ANC n° 2014-03 – PCG, articles 616-1 à 616-18 relatifs 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 ; ou
- la réalisation de dépenses d'économies d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats ; ou
- le versement au Trésor public de pénalités prévues à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Les certificats d'économie d'énergie sont comptabilisés comme suit :

- entrées en stocks : les certificats sont enregistrés à leur coût d'acquisition ou de production, s'agissant des certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré ;
- sorties de stocks : les sorties de certificats sont évaluées selon la méthode du coût moyen unitaire pondéré, sont réalisées au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie ou le cas échéant, lors de cessions (les résultats de cessions relevant du résultat d'exploitation).

À la clôture, les comptes présentent une position nette :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économie d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économie d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie, ou par des cessions ;
- un passif est comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie et représente le coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations liées aux ventes d'énergie réalisées. Il sera éteint ultérieurement par l'achat de certificats ou par la réalisation de dépenses d'économie d'énergie permettant l'obtention de certificats.

Mécanisme de rémunération de capacités (CRM)

Le mécanisme de capacité introduit par la loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 est effectif depuis le 1er janvier 2017. 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 (PRM) géré par Epex Spot (enchères) ou dans le cadre de contrats de gré à gré.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a établi un prix de référence de marché (PRM) des enchères de garanties de capacité pour l'année 2021 à 31 241,8 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 règlement ANC n° 2014-03 relatives aux stocks d'exploitation de certificats d'économie d'énergie – modèle "économie d'énergie" :

- les entrées en stock sont valorisées selon les coûts exposés au titre de la période considérée pour l'acquisition ou l'obtention de garanties, conduisant à la détermination d'un CMUP du stock ;
- au moment de leur restitution, les sorties de stock de garanties sont valorisées au coût moyen pondéré.

Créances d'exploitation

Les comptes clients regroupent toutes les créances liées à la vente des biens et les créances rattachées au cycle d'exploitation.

Énergie livrée non facturée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits "énergie en compteur" sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, 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 au gaz livré non facturé est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des Experts-Comptables (OEC) n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

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 Code général des impôts afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction de l'état actuel des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des industries électriques et gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du Conseil national de la comptabilité (CNC) n° 2005-C et en application de la méthode retenue par ENGIE SA telle que décrite ci-avant, ces provisions ne font plus l'objet de dotations au titre des nouveaux droits acquis par les salariés ou de la désactualisation des provisions transférées dans le cadre de la fusion. Elles sont reprises au fur et à mesure de l'extinction des engagements.

Les autres engagements ne sont pas provisionnés au passif du bilan, ils sont mentionnés en engagements hors bilan (cf. Note 17).

Méthode d'évaluation et hypothèses actuarielles

Le mode d'évaluation retenu est fondé sur la méthode des "unités de crédit projetées". La valeur actualisée des obligations d'ENGIE SA est déterminée à hauteur des droits acquis par chaque salarié à la date d'évaluation, par application de la formule d'attribution des droits définie pour chaque régime. Lorsque la formule d'acquisition des droits intègre un palier dont l'effet est de différer l'émergence de l'obligation, celle-ci est déterminée sur un mode linéaire.

Le montant des paiements futurs correspondant aux avantages est évalué sur la base d'hypothèses d'évolution des salaires, d'âge de départ en retraite, de mortalité et de rotation du personnel.

Le taux d'actualisation des paiements futurs est déterminé par référence aux taux de marché des obligations d'entreprises de première catégorie, pour une échéance cohérente avec la maturité des engagements évalués.

Primes de remboursement des emprunts obligataires et frais d'émission

Conformément à la méthode préférentielle recommandée par le CNC, les frais d'émission des emprunts sont étalés linéairement sur la durée de vie des contrats concernés. Ces frais d'émission comprennent principalement les frais de publicité (pour les emprunts nécessitant un appel public à l'épargne) et les commissions dues aux intermédiaires financiers.

Les emprunts obligataires dont le remboursement est assorti de primes sont comptabilisés au passif du bilan pour leur valeur totale, primes de remboursement incluses. En contrepartie, ces dernières sont inscrites à l'actif en "comptes de régularisation" et sont amorties sur la durée de l'emprunt au prorata des intérêts courus.

Instruments financiers dérivés

Conformément aux principes réaffirmés par le règlement A C n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en "écart de conversion" pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223-A et suivants du Code général des impôts.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

L'article 66 de la loi de finances rectificative n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il a été comptabilisé en réduction de la charge d'impôt, au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices jusqu'en 2019, année à partir de laquelle le CICE a été transformé en un allègement de cotisations sociales. Les créances de CICE demeurent reportables jusqu'en 2022.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

Cession d'une partie de la participation d'ENGIE dans la société SUEZ SA

Le 5 octobre 2020, le Groupe a accepté l'offre du Groupe Veolia pour l'acquisition d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ SA. À l'issue de cette transaction, le Groupe détient toujours une participation non consolidée de 1,8% dans cette société.

La plus-value de cession s'établit à 741 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE SA au 31 décembre 2020.

Dépréciation de la valeur des titres de participation Electrabel

La valeur d'utilité des titres Electrabel est inférieure à la valeur nette comptable des titres dans les comptes d'ENGIE SA, conduisant à la comptabilisation d'une dépréciation d'un montant de 5 186 millions d'euros au 31 décembre 2020.

La diminution sur l'exercice de la valeur d'utilité des titres Electrabel résulte principalement des éléments suivants :

- Le Groupe a considéré que les annonces faites par le Gouvernement belge durant l'automne 2020, conjuguées aux échanges intervenus depuis, ne permettaient plus de réunir les conditions nécessaires au maintien d'une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'actifs nucléaires (unités de seconde génération) au-delà de 2025. La diminution de la valeur d'utilité constatée sur l'exercice tient compte de ce changement majeur d'hypothèse industrielle ainsi que du niveau des prix *forward* observés sur le second semestre 2020 et de la mise à jour du scénario de prix de long terme du Groupe au regard des dernières prévisions en matière de demande, de prix du CO_2 et d'évolution du mix énergétique (pour un montant total d'environ 2,9 milliards d'euros).
- Electrabel, via sa participation à 100% dans la holding International Power, détient une importante part des activités du Groupe à l'international. Les dépréciations, au cours de l'exercice, du Réal brésilien et du Dollar Américain par rapport à l'Euro ont entrainé une diminution de la valeur d'utilité des titres Electrabel estimées à 1,9 milliard d'euros.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2020 est comparable à l'exercice 2019.

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles

3.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2020
Incorporelles	**1 842**	**185**	**(11)**	**6**	**2 022**
Applications informatiques	1 276	-	(11)	209	1 474
Autres	362	1	-	2	365
En-cours [1]	204	184	-	(205)	183
Corporelles	**1 018**	**55**	**(129)**	**(6)**	**938**
Terrains	30	-	(1)	-	29
Actif de démantèlement	3	-	-	-	3
Constructions	473	-	(82)	13	404
Installations techniques	266	-	(24)	17	259
Inst. générales, agencements et aménagements divers	123	-	(17)	15	121
Autres	28	-	(4)	1	25
En-cours	95	55	(1)	(52)	97
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 860**	**240**	**(140)**	**-**	**2 960**

(1) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques

3.2 Amortissements et dépréciations

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2020
Incorporelles	**1 125**	**169**	**(7)**	**1 287**
Applications informatiques	947	148	(7)	1 088
Autres	178	21	-	199
Corporelles	**613**	**39**	**(110)**	**542**
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	3	-	-	3
Constructions	370	9	(80)	299
Installations techniques	136	19	(10)	145
Inst. géné., agencements et aménagements divers	77	11	(17)	71
Autres	27	-	(3)	24
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 738**	**208**	**(117)**	**1 829**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2020
Immobilisations incorporelles	163	5	(20)	148
Immobilisations corporelles	24	7	(5)	26
TOTAL	**187**	**12**	**(25)**	**174**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Dotations aux amortissements d'exploitation	**188**	**180**
Dotation aux amortissements linéaires	186	178
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	-	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	**20**	**18**
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. 2020	Valeurs nettes au 31 déc. 2019
Incorporelles	**2 022**	**(1 287)**	**(148)**	**587**	**554**
Applications informatiques	1 474	(1 088)	(7)	379	325
Autres	365	(199)	(140)	26	26
En-cours	183	-	(1)	182	203
Corporelles	**938**	**(542)**	**(26)**	**370**	**381**
Terrains	29	-	(5)	24	29
Actif de démantèlement	3	(3)	-	-	-
Constructions	404	(299)	(10)	95	92
Installations techniques	259	(146)	-	113	130
Inst. géné., agencements et aménagements divers	121	(70)	(11)	40	34
Autres	25	(24)	-	1	1
En-cours	97	-	-	97	95
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 960**	**(1 829)**	**(174)**	**957**	**935**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2020
Titres de participation	**74 853**	**283**	**(2 639)**	**-**	**72 497**
Titres de participation consolidés	74 215	274	(2 386)	(176)	71 927
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	-	(253)	-	32
Titres de participation non consolidés	353	9		176	538
Autres immobilisations financières	**139**	**446**	**(159)**	**-**	**426**
Autres titres immobilisés	42	-	(10)	-	32
Créances rattachées à des participations	57	292	(7)	-	342
Prêts	13	8	(8)	-	13
Autres immobilisations financières	27	146	(134)	-	39
TOTAL	**74 992**	**729**	**(2 798)**	**-**	**72 923**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 9.1.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 4.4.

La variation des créances rattachées s'explique par une nouvelle créance accordée à Electrabel France pour 270 millions d'euros.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2020 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- la cession des titres SUEZ pour -2 639 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital de COGAC pour 120 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE Information & Technologies pour 100 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital d'ENGIE New Business pour 52 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, le poste "Autres immobilisations financières" est composé de :

- dépôts versés pour 28 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. 2019	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2020
Titres de participation consolidés	6 875	5 408	(371)	-	11 912
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	179	-	(148)	-	31
Titres de participation non consolidés	235	-	(4)	-	231
Autres titres immobilisés	8	1	-	-	9
Créances rattachées à des participations	56	4	-	-	60
Prêts	-	-	-	-	-
TOTAL	**7 353**	**5 413**	**(523)**	**-**	**12 243**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel 5 186 millions d'euros,
  - ENGIE Information & Technologies pour 95 millions d'euros,
  - SFIG pour 58 millions d'euros,
  - GENFINA pour 51 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 16 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - COGAC pour 341 millions d'euros,
  - SUEZ pour 148 millions d'euros.

La valeur d'utilité des titres de participations retenue pour la détermination des dépréciations est déterminée par référence :

- à la valeur intrinsèque pour les sociétés de financement : elle correspond à l'actif net réévalué des plus-values latentes ;
- à la valeur de rendement pour les sociétés cotées en Bourse, notamment SUEZ : elle correspond à la moyenne des vingt derniers cours de bourse de l'exercice ;
- à la valeur d'utilité pour les autres filiales opérationnelles : elle correspond au flux de trésorerie/dividendes (DCF/DDM) attendus pour les filiales portant directement ou indirectement des activités opérationnelles.

Les trajectoires supportant ces valeurs proviennent du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 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 2024-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2020. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées à partir des éléments suivants :

- des prix de marché sur l'horizon liquide ("prix *forward*") concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO_2 et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. Les projections à long terme des prix du CO_2 sont en ligne avec les objectifs de neutralité climatique à l'horizon 2050 fixés par la Commission européenne dans le "Pacte vert pour l'Europe" présenté en décembre 2019. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO_2, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

En particulier, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de la valeur d'utilité d'Electrabel, dont la valeur comptable représente près de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, concernent l'évolution :

- du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du cadre régulatoire belge portant sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge ;
- de la demande de gaz et d'électricité ;
- des prix de l'électricité ;
- des taux de change ;
- et des taux d'actualisation.

Electrabel porte directement ou via des participations en Europe et à l'international les activités opérationnelles principales suivantes :

- activités de production et de vente d'électricité :
  - à partir du parc de centrales nucléaires en Belgique,
  - à partir de capacités thermiques principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Grèce, Espagne, Portugal, Australie, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient,
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Chili, Mexique ;
- activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Royaume-Uni, Australie, Singapour ;
- activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2020	Valeurs nettes au 31 déc. 2019
Titres de participation	**72 497**	**(12 174)**	**60 323**	**67 564**
Titres de participation consolidés	71 927	(11 912)	60 015	67 340
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	32	(31)	1	106
Titres de participation non consolidés	538	(231)	307	118
Autres immobilisations financières	**426**	**(69)**	**357**	**75**
Autres titres immobilisés	32	(9)	23	34
Créances rattachées à des participations	342	(60)	282	1
Prêts	13	-	13	13
Autres immobilisations financières	39	-	39	27
TOTAL	**72 923**	**(12 243)**	**60 680**	**67 639**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel

4.4 Filiales et participations

Certaines données du tableau sont non auditées.

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 2020	Date de clôture
Raison sociale				Brut	Provisions						
A – Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros											
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)											
Aguas Provinciales de Santa Fe *(données en monnaie locale d'opération)*	1	(145)	64,19%	39	(39)	-	-	-	(13)	-	12/2019
Celizan	-	-	100,00%	31	(31)	-	-	-	-	-	12/2020
COGAC	977	113	100,00%	2 555	(481)	-	-	-	87	-	12/2020
Ecometering	5	3	99,00%	38	(31)	-	-	8	3	-	12/2020
Electrabel	4 640	13 677	99,13%	34 148	(9 324)	-	-	10 636	766	687	12/2019
Electrabel France	532	46	100,00%	1 641	-	270	-	-	221	-	12/2020
ENGIE Alliance	100	(49)	64,00%	62	-	-	1 000	-	(49)	-	12/2020
ENGIE China Investment Company	43	(18)	100,00%	123	(60)	-	-	-	(10)	-	12/2020
ENGIE Énergie Services	699	157	100,00%	2 933	-	-	-	2 259	(90)	-	12/2020
ENGIE Energy Services International	1 571	248	100,00%	3 908	-	-	-	5	(4)	-	12/2020
ENGIE Finance	5 460	254	100,00%	5 567	-	7 748	-	-	152	98	12/2020
ENGIE Information & Technologies	105	(101)	100,00%	228	(224)	-	-	348	(57)	-	12/2020
ENGIE Management Company	63	(106)	100,00%	115	(115)	-	-	300	(20)	-	12/2020
ENGIE New Business	216	(1)	100,00%	219	-	-	-	-	(1)	-	12/2020
ENGIE New Ventures	69	(5)	100,00%	91	(16)	-	-	-	(13)	-	12/2020
ENGIE Rassembleurs d'Énergies	50	(15)	100,00%	50	(3)	-	-	-	(1)	-	12/2020
GDF International	3 972	434	100,00%	3 972	-	-	-	13	42	306	12/2020
GENFINA	100	401	100,00%	2 627	(1 377)	-	-	-	(50)	-	12/2020
GRDF	1 801	1 969	100,00%	8 405	-	-	-	3 308	665	504	12/2020
GRTgaz	620	3 787	74,56%	2 240	-	-	1	1 877	329	197	12/2020
SFIG	55	(81)	100,00%	58	(58)	-	-	12	(90)	-	12/2020
Sopranor	-	4	100,00%	245	(240)	-	-	-	-	-	12/2020
Storengy SAS	2 733	121	100,00%	2 733	-	-	-	58	114	11	12/2020
50Five	-	7	100,00%	34	-	-	-	12	(7)	-	12/2020
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)											
Aguas Argentinas	2	(8)	48,20%	144	(145)	-	-	-	(53)	-	12/2019
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 485	6 453	1,81%	181	-	-	-	91	917	90	12/2019

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 2020	Date de clôture
				Brut	Provisions						
B – Renseignements concernant les autres filiales ou participations											
1. Filiales non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises	-	-	-	58	(21)	-				-	
Valeurs étrangères *(données en monnaie locale d'opération)*	-	-	-	9	-	-				-	
2. Participations non reprises au paragraphe A											
Valeurs françaises				22	(8)	-				63	
Valeurs étrangères *(données en monnaie locale d'opération)*				24	-						
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A											
Valeurs françaises				38	(8)	-				1	
Valeurs étrangères *(données en monnaie locale d'opération)*				-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL				**72 538**	**(12 181)**					**1 957**	

NOTE 5 Stocks et en-cours

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2020
Gaz naturel (y compris butane/propane)	550	500	(610)	440
Certificats d'économie d'énergie	47	545	(307)	285
Mécanisme de rémunération de capacité	311	210	(71)	450
TOTAL	**908**	**1 255**	**(988)**	**1 174**

Les dépréciations des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises	au 31 déc. 2020
Gaz naturel (y compris butane/propane)	-	-	-	-
Certificats d'économie d'énergie	(5)	-	-	(5)
Mécanisme de rémunération de capacité		-	-	-
TOTAL	**(5)**	**-**	**-**	**(5)**

Dans le cadre de sa mission, le Pôle national des certificats d'économies d'énergie (PNCEE) a décidé de retirer la délivrance de 1 TWh de CEE. ENGIE conteste cette décision mais a constaté, en 2018, une dépréciation de ces stocks de CEE à hauteur de 4,5 millions d'euros.

Les valeurs nettes des stocks s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2020	Valeurs nettes au 31 déc. 2019
Gaz naturel (y compris butane/propane)	440	-	440	550
Certificats d'économie d'énergie	285	(5)	280	42
Mécanisme de rémunération de capacité	450	-	450	311
TOTAL	**1 174**	**(5)**	**1 169**	**903**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2020 est en diminution de 109 millions d'euros par rapport à fin décembre 2019.

L'effet prix entraîne la baisse de la valeur du stock de gaz naturel (-25,03%), alors que les volumes augmentent sur les stockages souterrains français (+3,5 TWh) et les terminaux méthaniers (+2,2 TWh).

5.2 Certificats d'économie d'énergie

Le décret n° 2019-1320 du 9 décembre 2019 (modifiant l'article R. 221-1 du Code de l'énergie) prolonge la quatrième période d'une année et modifie le volume de TWh cumac (*) exigible sur la nouvelle période.

De ce fait, l'objectif national d'économie d'énergie pour cette quatrième période, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2021, est désormais fixé à 2 133 TWh sur quatre ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 533 TWh cumac (*) au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, ce dernier objectif ayant été instauré par l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

En application du décret n° 2017-690 du 2 mai 2017, l'obligation annuelle d'ENGIE SA pour l'obligation certificats d'économie d'énergie (CEE) "classique" est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,278 kWh cumac (*)/kWh vendu pour le gaz naturel, et 0,463 pour l'électricité.

(*) cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement

Pour l'obligation CEE "précarité énergétique" (533 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE "classique" est fixé à 0,333.

5.3 Mécanisme de rémunération de capacité

La loi NOME (Nouvelle organisation du marché de l'électricité) du 7 décembre 2010 établit le dispositif du mécanisme de capacité.

Le code de l'énergie, aux articles L. 335-1 et suivants, décrit ce mécanisme de capacité comme suit : "chaque fournisseur d'électricité contribue, en fonction des caractéristiques de consommation de ses clients, en puissance et en énergie, sur le territoire métropolitain continental, à la sécurité d'approvisionnement en électricité."

Ainsi, afin d'éviter toute pénurie d'électricité lors des périodes de grands froids des hivers à venir, chaque fournisseur est responsable de la consommation de ses clients et doit pouvoir justifier de sa capacité à fournir ses clients en électricité sans provoquer d'interruption générale d'électricité.

Chaque fournisseur déclare toutes ses capacités de production à RTE qui vérifie, valide et enregistre les déclarations. Ces garanties seront échangeables ou monnayables auprès des fournisseurs sur le marché de capacité. Ce mécanisme assure aux producteurs d'énergies renouvelables un revenu complémentaire.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts Au 31 déc. 2020	Degré de liquidité à fin 2021	de 2022 à 2025	2026 et au-delà
Actif immobilisé	**426**	**278**	**2**	**146**
Créances rattachées à des participations	342	277	-	65
Prêts	13	1	2	11
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	71	-	-	71
Actif circulant	**16 350**	**16 144**	**112**	**94**
Créances clients et comptes rattachés (1)	4 361	4 338	23	-
Comptes courants des filiales	8 135	8 135	-	-
Autres créances d'exploitation	655	655	-	-
Autres créances	3 126	2 943	89	94
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	73	73	-	-
TOTAL	**16 776**	**16 421**	**114**	**240**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 590 millions d'euros TTC au 31 décembre 2020 contre 664 millions d'euros TTC au 31 décembre 2019

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises	Autres	au 31 déc. 2020
Créances rattachées à des participations	56	4	-	-	60
Prêts	-	-	-	-	-
Créances clients et comptes rattachés	351	277	(210)	(8)	410
Autres créances diverses	1	-	-	-	1
TOTAL	**409**	**281**	**(210)**	**(8)**	**471**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2020	Valeurs nettes au 31 déc. 2019
Titres autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	251	-	251	301
OPCVM	2 430	(2)	2 428	1 047
Dépôts à terme	582	-	582	502
TOTAL	**3 263**	**(2)**	**3 261**	**1 850**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2020 est de 251 millions d'euros, et ne fait pas l'objet d'une dépréciation. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 18 millions d'euros.

Tous les titres d'autocontrôle en stock sont affectés à un plan. Ces actions sont valorisées au cours du jour de décision d'attribution, par le Conseil d'Administration, du plan auquel elles sont affectées. Ces actions sont conservées jusqu'à leur livraison à leur valeur nette comptable et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 10.1.2).

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion Actif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2020
Primes de remboursement des emprunts	164	22	(26)	159
Frais d'émission d'emprunts à étaler	49	12	(14)	47
Contrats optionnels	229	213	-	442
Instruments financiers	974	255	(105)	1 123
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 416**	**502**	**(146)**	**1 771**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**310**	**124**	**(130)**	**304**

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**

Au cours de l'exercice 2020, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 9 817 827 actions et des cessions cumulées de 9 817 827 actions ayant généré une plus-value nette de 74 199,24 euros. Au 31 décembre 2020, 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 18 464 634 actions propres au 31 décembre 2020.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros

Capitaux propres au 31 décembre 2019	**34 594**
Dividendes distribués, acompte sur dividendes et autres	-
Écarts de réévaluation	
Provisions réglementées – Subventions investissements	36
Résultat	(3 928)
Capitaux propres au 31 décembre 2020	**30 702**

Compte tenu de la crise sanitaire et économique, par décision du Conseil d'Administration du 1er avril 2020, approuvée par l'Assemblée Générale du 14 mai 2020, le Groupe ENGIE a décidé de renoncer au versement du dividende au titre de l'exercice 2019.

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 de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2020, ENGIE SA a attribué à certains salariés du Groupe ENGIE, 4 914 390 actions gratuites.

En 2020, ENGIE SA a livré 3 678 699 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 19 474 583 actions au 31 décembre 2020.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2020, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 18 464 634 au 31 décembre 2020, pour un montant total de 251 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2020 ressort à 231 millions d'euros.

				Charge de la période *(en millions d'euros)*	
Historique des plans en vigueur	**Volumes d'actions attribuées**	**Volume d'actions livrées**	**Valeur unitaire historique**	**2020**	**2019**
Actions gratuites attribuées					
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	81 300	81 300	19 875,00	(1,54)	0,32
Plan ENGIE 16 décembre 2015	459 548	401 615	16,02	(7,01)	(46,50)
Plan ENGIE 14 décembre 2016	4 903 711	3 073 386	12,03	(53,62)	(6,21)
Plan ENGIE 1er mars 2017	69 088	62 712	11 645,00	(0,75)	(1,35)
Plan ENGIE 13 décembre 2017	4 885 797	-	14,70	22,02	13,76
Plan ENGIE 7 mars 2018	127 194	60 026	12 645,00	(0,47)	0,35
Plan LINK Abondement 2 août 2018	279 557	-	13,44	0,75	0,60
Plan ENGIE 11 décembre 2018	4 629 656	-	12,26	17,37	16,88
Plan ENGIE 27 février 2019	176 062	-	13,90	1,01	0,85
Plan ENGIE 17 décembre 2019	4 773 593	-	14,73	21,60	0,83
Plan ENGIE 17 décembre 2020	4 547 275	-	12,67	0,66	
TOTAL	**24 932 781**	**3 679 039**		**0,03**	**(20,47)**

NOTE 10 Provisions

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Au 31 déc. 2020
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	21		(1)		20
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	241	77	(47)	(22)	248
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	23		(1)		21
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 069	155	(128)	(35)	1 060
Garantie sur cessions	-				-
Risques sur filiales (Note 10.1.5)	59	36	(32)		64
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 059	1 419	(724)	(19)	1 737
TOTAL	**2 472**	**1 687**	**(933)**	**(76)**	**3 151**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2020 s'élèvent à 20 millions d'euros contre 21 millions d'euros en 2019 et se décomposent de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Au 31 déc. 2020
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	15	-	-	-	15
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	5	-	(1)	-	5
TOTAL	**21**	**-**	**(1)**	**-**	**20**

Provision pour reconstitution des sites (hors PNC) de 15 millions d'euros au 31 décembre 2020

Cette provision concerne la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, autres) en l'état actuel de leur utilisation. La provision couvre également la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolite) ainsi que ceux de Saint-Denis (Landy).

Provision pour reconstitution des sites (PNC) de 5 millions d'euros au 31 décembre 2020

En 2015, a été mis en place un Plan national de cessions immobilières (PNC) sur cinq ans qui comportait 236 sites non stratégiques. Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

Au cours de l'exercice, la provision relative au PNC a fait l'objet d'une reprise de 0,9 million d'euros correspondante aux travaux engagés sur les sites. En revanche, aucun actif de démantèlement n'a été constaté.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2020, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 5 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 14 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et l'amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 94 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 113 millions d'euros au 31 décembre 2020. 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 30 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2020, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 131 millions d'euros comme au 31 décembre 2019. La provision pour cotisations patronales liées aux AGA s'élève à 2 millions d'euros comme au 31 décembre 2019.

En 2020, ENGIE SA a constaté une dotation de 66 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 66 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

Du fait de différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a dans ses comptes plusieurs provisions pour risques fiscaux dont une relative à l'impôt sur les sociétés :

- la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 21 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 22 millions d'euros au 31 décembre 2019. 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 2020, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 154,6 millions d'euros et repris un montant de 82 millions d'euros, conduisant à un solde de 597,1 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 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 2020, 80,7 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 2019 était de 90,6 millions d'euros.

Au 31 décembre 2020, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 060,4 millions d'euros dont 463,3 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 2020 s'élèvent à 1 737 millions d'euros contre 1 059 millions d'euros en 2019 se décomposant comme suit :

- provisions pour contrats déficitaires : 1 258 millions d'euros :
  Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017, une nouvelle organisation avait été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et de stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent depuis lors dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. À fin décembre 2019, la provision pour contrats déficitaires s'élevait à 557 millions d'euros. Une reprise nette a été constatée pour 110 millions d'euros en 2020 sur les contrats présents en 2019.
  De nouveaux contrats déficitaires ont fait l'objet de dotations complémentaires pour 812 millions d'euros, dont essentiellement celui relatif à la CCGT Cartagena (Espagne), en application d'un contrat de *tolling* signé en 2011 et portant jusqu'à 2028. Compte tenu des conditions du marché espagnol de l'électricité et des conditions du nouveau CRM attendu en 2021, ENGIE a considéré ce contrat structurellement et durablement déficitaire et a comptabilisé une provision de 686 millions d'euros, portant ainsi le total des provisions pour contrats déficitaires à fin décembre 2020 à 1 258 millions d'euros ;
- provisions pour autres risques : 170 millions d'euros, dont l'essentiel provient de la provision pour *mark-to-market* (juste valeur de marché) négatif pour 163 millions d'euros ;
- provisions pour risques de taux : 134 millions d'euros ;
- provisions pour litiges : 83 millions d'euros ;
- provisions pour restructuration : 61 millions d'euros ;
- provisions pour risques sur perte de change : 31 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 64 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 59 millions d'euros au 31 décembre 2019.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2020
Provisions réglementées	**567**	**246**	**(214)**	**-**	**598**
Amortissements dérogatoires	536	246	(214)	-	567
Provision pour hausse de prix	31	-	-	-	31
Subventions d'investissement	**18**	**5**	**(1)**	**-**	**23**
TOTAL	**585**	**251**	**(215)**	**-**	**621**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Emprunts	**31 924**	**30 842**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 913
Emprunts obligataires	23 108	22 550
Autres emprunts	4 903	4 380
Dettes rattachées à des participations	**4 350**	**6 800**
Comptes courants filiales	**1 377**	**1 051**
Autres dettes financières	**507**	**541**
Dépôts reçus de la clientèle	27	25
Dépôts reçus sur dérivés	9	-
Intégration fiscale	65	114
Part courue des charges d'intérêts	353	364
Soldes créditeurs de banques	18	4
Divers	34	34
TOTAL	**38 158**	**39 234**

La diminution des dettes financières de 1 076 millions d'euros s'explique par :

- la diminution des dettes rattachées à des participations pour 2 450 millions d'euros. Cela correspond au remboursement de l'emprunt auprès d'Electrabel pour 1 800 millions d'euros, au remboursement de l'emprunt auprès d'ENGIE Global Market pour 500 millions et au remboursement de l'emprunt auprès d'ENGIE Finance pour 150 millions ;
- la hausse de l'encours des emprunts obligataires en euros pour 1 026 millions d'euros ;
- le remboursement de l'emprunt obligataire en CHF et la réévaluation des emprunts obligataires en devises qui diminuent l'encours des emprunts obligataires en devises pour un montant équivalent à 468 millions d'euros ;
- la hausse de l'encours des *Negotiable European Commercial Paper* (NEU CP) pour 878 millions d'euros, la baisse de l'encours des *United States Commercial Paper* (USCP) pour 88 millions et le remboursement de l'emprunt privé de 300 millions d'USD qui entraînent une augmentation des autres emprunts pour 523 millions d'euros ;
- la hausse des positions créditrices des comptes courants de filiales pour 327 millions d'euros.

Une nouvelle émission obligataire hybride d'un montant de 850 millions d'euros se substitue au remboursement d'anciennes émissions hybrides pour le même montant, et permet d'améliorer les taux d'intérêts des emprunts hybrides.

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	À fin 2021	De 2022 à 2025	2026 et au-delà
Dettes financières	**38 158**	**11 463**	**10 461**	**16 234**
Emprunts obligataires hybrides	3 913	363	2 700	850
Emprunts obligataires	23 108	1 192	6 645	15 271
Autres emprunts	4 903	4 524	267	113
Dettes rattachées à des participations	4 350	3 500	850	-
Comptes courants filiales	1 377	1 377	-	-
Autres dettes financières	507	507	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**6 231**	**6 231**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 188**	**1 188**	**-**	**-**
Autres dettes	**2 285**	**2 285**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	846	846	-	-
Autres	1 440	1 440	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**6**	**6**	**-**	**-**
TOTAL	**47 868**	**21 173**	**10 461**	**16 234**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2020	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	363	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	542	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	658	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2019	02/2025	3,250%	Paris
En millions d'euros	500	07/2019	07/2025	1,625%	Dublin
En millions d'euros	850	11/2020	11/2028	1,500%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2020	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2027	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	06/2019	06/2039	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2019	03/2027	0,000%	Paris
En millions d'euros	900	10/2019	10/2030	0,500%	Paris
En millions d'euros	600	10/2019	10/2041	1,250%	Paris
En millions d'euros	1 000	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	750	06/2020	06/2027	0,375%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune

	Au 31 déc. 2020	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR + 0,505%	Paris
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	11/2015	11/2021	2,681%	Paris
En millions de dollars américains	50	01/2019	12/2029	3,593%	Aucune
En millions de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
En millions de dollars australiens	85	07/2018	07/2033	3,780%	Paris

11.2.3 Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2020, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme libellés en euros : des *Negociable European Commercial Paper* (NEUCP) à hauteur de 3 230 millions d'euros (dont 491 millions d'euros à taux variable) et des *United States Commercial Paper* (USCP) libellés en dollars américains à taux fixe pour une contrevaleur de 794 millions d'euros (975 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 877 millions d'euros. L'emprunt bancaire de 300 millions de dollars américains a été remboursé en totalité sur l'exercice.

L'encours d'emprunt auprès d'ENGIE Finance a diminué à la suite d'échéances au cours de l'année pour 1 150 millions d'euros compensés partiellement par un nouvel emprunt pour 1 000 millions d'euros. L'encours à la clôture s'élève à 3 500 millions d'euros.

L'emprunt auprès d'ENGIE Alliance est stable à 850 millions d'euros.

L'emprunt de 1 800 millions d'euros souscrit auprès d'ENGIE Global Developments et transféré à Electrabel en 2019 a été entièrement remboursé sur l'exercice 2020.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 942	6 469	175	375
Dettes rattachées à des participations	4 350	6 300	4 350	6 300
Autres emprunts	3 249	2 371	1 010	2 242
Comptes courants des filiales	1 377	1 051	1 377	1 051
Autres dettes financières	210	256	145	176
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 913	3 913	3 913
Emprunts obligataires	17 166	16 081	22 933	22 175
Dettes rattachées à des participations	-	500	-	500
Autres emprunts	1 655	2 009	3 893	2 138
Autres dettes financières	296	284	362	364
TOTAL	**38 158**	**39 234**	**38 158**	**39 234**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 913	3 913	3 913	3 913
Emprunts obligataires	23 108	22 550	19 451	18 425
Dettes rattachées à des participations	4 350	6 800	4 350	6 800
Autres emprunts	4 903	4 380	4 109	3 231
Comptes courants des filiales	1 184	854	1 184	854
Autres dettes financières	506	540	461	492
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	-	-		-
Emprunts obligataires	-	-	3 657	4 125
Dettes rattachées à des participations	-	-		-
Autres emprunts	-	-	794	1 149
Comptes courants des filiales	194	197	194	197
Autres dettes financières	-	-	45	48
TOTAL	**38 158**	**39 234**	**38 158**	**39 234**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2019	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2020
Contrats optionnels	519	330	-	849
Instruments financiers [1]	943	450		1 393
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**1 463**	**780**	**-**	**2 242**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**431**	**113**	**(205)**	**339**

(1) Reclassement en variation 2020 de 107 millions d'euros d'instruments financiers, anciennement classés en écarts de conversion passif au 31 décembre 2019

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 commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Ventes d'énergie		
• en France	9 887	11 197
• à l'étranger	6 128	3 036
Travaux, études et prestations de services	2 803	2 669
Produits des activités annexes et autres ventes	453	380
TOTAL	**19 272**	**17 282**

La hausse du chiffre d'affaires résulte de la progression des ventes à l'étranger aux clients grands comptes qui s'est accompagnée d'une augmentation des ventes nettes sur les opérations de marché.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	9 484	8 642
• Électricité	6 531	5 591
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	2 803	2 669
• Produits des activités annexes et autres ventes	453	380
TOTAL	**19 272**	**17 282**

Au 31 décembre 2020, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) s'élève à 1 538 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	Au 31 déc. 2019	Variation	Au 31 déc. 2020
Exécution	226	(31)	195
Maîtrise	1 639	(24)	1 615
Cadre	2 634	33	2 667
TOTAL	**4 499**	**(22)**	**4 477**

L'effectif moyen salarié s'élève à 4 477 en 2020 contre 4 499 en 2019.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Traitements et salaires	(283)	(273)
Charges sociales	(146)	(148)
Intéressement	(21)	(21)
Autres charges	(71)	(28)
TOTAL	**(522)**	**(470)**

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	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Provision pour renouvellement des biens en concession	(3)	(1)
Provision pour reconstitution de sites	-	11
Autres provisions pour charges	8	(6)
Autres provisions pour risques	636	88
TOTAL	**642**	**91**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- dotation nette aux provisions pour contrats déficitaires pour 701 millions d'euros ;
- dotation nette aux provisions pour litiges relatifs au personnel pour 3 millions d'euros ;
- reprise nette aux provisions pour risques pour 45 millions d'euros dont principalement *swap mark-to-market* négatif pour 34 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour litiges commerciaux pour 20 millions d'euros ;
- reprise nette de provisions pour redressements fiscaux pour 3 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 65 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 50 millions d'euros au 31 décembre 2019.

NOTE 14 Résultat financier

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 087)	542	(545)	(487)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	6	6	8
Résultat de change	(706)	799	94	19
Dividendes reçus	-	1 957	1 957	1 840
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(74)	2	(71)	(187)
TOTAL	**(1 866)**	**3 306**	**1 440**	**1 192**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(23)	33	10	4
Cessions d'immobilisations financières	(2 770)	3 512	742	-
Provision pour hausse de prix	-	-	-	23
Amortissements dérogatoires	(246)	214	(32)	(24)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(5 451)	555	(4 895)	(918)
Autres	(164)	79	(85)	80
TOTAL	**(8 653)**	**4 393**	**(4 260)**	**(835)**

La ligne "Autres" comprend notamment diverses indemnités liées à des opérations de restructuration, des malis sur rachats d'obligations et des refacturations aux filiales de malis de livraison d'actions gratuites.

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 2020 est de 32,02%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2020			2019		
En millions d'euros	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors Groupe fiscal)						
• résultat courant	(200)		(200)	261		261
• résultat exceptionnel	(4 260)		(4 260)	(834)		(834)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/ provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du Groupe d'intégration fiscale)	**-**	**532**	**532**	**-**	**377**	**377**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		460			294	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		9			38	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2020/2019)		63			45	
TOTAL	**(4 460)**	**532**	**(3 928)**	**(573)**	**377**	**(196)**

* *Un signe positif traduit un produit d'impôt*

En 2020 comme en 2019, 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 532,2 millions d'euros contre un produit d'impôt de 377,1 millions d'euros en 2019 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 466,7 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 294,4 millions d'euros en 2019 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt Groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 459,9 millions d'euros contre 293,3 millions d'euros en 2019,
  - les crédits d'impôt au niveau du Groupe fiscal intégré s'élevant à 0,8 million d'euros au 31 décembre 2020, contre 1,1 million d'euros en 2019,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du Groupe fiscal intégré est nulle en 2020 tout comme en 2019 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 9 millions d'euros en 2020 contre 38,2 millions d'euros en 2019 intégrant notamment :
  - 72,6 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 35,8 millions d'euros de dotation nette en 2019,
  - 0,8 million d'euros de reprise sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, contre une reprise de 0,3 million d'euros en 2019,
  - 80,8 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 ;
- divers autres impôts nets créditeurs pour 63 millions d'euros en 2020, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de crédit d'impôt recherche (CIR).

16.3 Situation fiscale différée

La position de la dette future d'impôt présentée ci-après est issue des décalages temporels entre le traitement fiscal et comptable de produits ou de charges.

Les taux d'imposition futurs retenus tiennent compte de l'effet de baisse progressive du taux d'impôt sur les sociétés de 2021 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2020		2019		
En millions d'euros	28,41%	25,82%	32,02%	28,41%	25,82%
Année de retournement	2021	2022 et au-delà	2020	2021	2022 et au-delà
Bases passives d'imposition différée					
• Charges déductibles non comptabilisées	304		310	-	-
• Produits comptabilisés non imposés	27	109	30	27	109
Bases actives d'imposition différée					
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	513	1 100	512	42	611
• Produits imposés non comptabilisés	339	39	324	-	39
Base fiscale différée nette	**520**	**1 030**	**496**	**15**	**541**
• Effet théorique d'imposition différée	148	266	159	4	140

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling,* la centralisation automatisée de trésorerie du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent la quasi-totalité des besoins et excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégie de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes,* à des émissions de NEU CP *(Negotiable European Commercial Paper)* en France et d'USCP *(United States Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer si l'accès à cette source de financement venait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 12 428 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédits syndiqués de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et décembre 2024. Au 31 décembre 2020, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédits à hauteur de 877 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit.
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 975 millions de dollars américains (soit 794 millions d'euros) au 31 décembre 2020, et NEU CP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 3 230 millions d'euros au 31 décembre 2020.

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 contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs rating externes, les éléments objectifs de marché (*credit default swap,* capitalisation boursière) et leurs surfaces financières, d'une part, et d'autre part sur des limites de risque de contrepartie. Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats-cadres (incluant des clauses de *netting*-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 par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du Groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2020						
En millions d'euros	À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2019
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 000	900	2 700	1 658	6 258	(1 976)	5 973
Payeur taux variable/receveur taux fixe	3 743	3 658	5 288	2 183	14 872	1 514	13 436
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	1 000				1 000		1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		2 450
TOTAL EUR	**5 743**	**4 558**	**7 988**	**3 841**	**22 130**	**(462)**	**22 859**
***Swap* de taux d'intérêt**							
Payeur taux fixe/receveur taux variable		1 349			1 349	(52)	1 097
Payeur taux variable/receveur taux fixe					-		72
TOTAL USD	**-**	**1 349**	**-**	**-**	**1 349**	**(52)**	**1 169**
TOTAL	**5 743**	**5 907**	**7 988**	**3 841**	**23 479**	**(514)**	**24 028**

En millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2020 À un an au plus	De un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur ICNE inclus	Notionnel au 31 déc. 2019
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	250		638	1 291	2 179	(583)	2 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		-
Total GBP	**250**	**-**	**638**	**1 291**	**2 179**	**(583)**	**2 179**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable/receveur taux fixe		229			229	(27)	229
Payeur taux fixe /receveur taux fixe		149			149	3	149
Total JPY	**-**	**378**	**-**	**-**	**378**	**(24)**	**378**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe		144			144	27	371
Total CHF	**-**	**144**	**-**	**-**	**144**	**27**	**371**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	46		44		90	(6)	90
Payeur taux fixe/receveur taux variable					-		274
Payeur taux variable/receveur taux variable					-		-
Payeur taux variable/receveur taux fixe		580			580	52	580
Total USD	**46**	**580**	**44**	**-**	**670**	**46**	**944**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	67	-	-	67	(20)	67
Total NOK	**-**	**67**	**-**	**-**	**67**	**(20)**	**67**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	75		54	129	5	129
Total AUD	**-**	**75**	**-**	**54**	**129**	**5**	**129**
***Swap* de devises**							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	98	153	251	(16)	251
Total HKD	**-**	**-**	**98**	**153**	**251**	**(16)**	**251**
***Swap* de devises**							
Payeur taux variable /receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	
Total MXN	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**296**	**1 244**	**780**	**1 498**	**3 818**	**(565)**	**4 319**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2020 sont les suivantes :

- ENGIE SA a souscrit des *swaps* à court terme (inférieurs à six mois) pour couvrir le risque de taux sur ses opérations de gestion de trésorerie à court terme (émission de NEU CP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Eonia/ receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 2 739 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 taux dollar permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains pour un nominal au 31 décembre 2020 de 1 655 millions de dollars correspondant à 1 349 millions d'euros ;
- afin de protéger le taux des refinancements 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 2021, 2023, 2024 et 2025, sur des maturités allant de 10 à 21 ans, pour chacun des volumes initiés en 2020 et pour un nominal au 31 décembre 2020 de 2 500 millions d'euros.

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel :
  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 ;
- sur les entités ayant une devise fonctionnelle différente de l'euro (risque translationnel) :
  Les principales expositions au risque translationnel correspondent aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres sterling ;
- sur des opérations financières au titre de la couverture des *United States Commercial Paper* (USCP).

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion 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 2020, les engagements correspondant aux risques translationnels et financiers sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31 déc. 2020					
	Par échéance			Contrevaleur au 31 déc. 2020	Différentiel de change au 31 déc. 2020	Engagement part fixe au 31 déc. 2019
Contrats à terme	2021	2022	2023 et au-delà			
Position acheteur						
Devise AUD	169	3	-	172	7	220
Devise CAD	16	3	-	19	(1)	
Devise CHF	33			33	-	
Devise CNH	11	-	-	11	-	9
Devise GBP	10	4	5	19	-	91
Devise NZD	3	6		9	-	
Devise USD	954	-	-	954	(33)	1 079
Position vendeur						
Devise AUD	2	3	-	5	-	4
Devise CAD	16	3		19	(1)	
Devise CHF	234	-	-	234	-	202
Devise CNH	11	-	-	11	-	9
Devise GBP	200	4	5	209	2	520
Devise NZD	2	4		6	-	
Devise USD	1 337	-	-	1 337	(57)	1 512

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2020	Échéance		
		À fin 2021	de 2022 à 2025	2026 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	258	57	185	16
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	8 306	451	4 852	3 003
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	272	272		
Garanties cautions et avals aux filiales	4 447	545	1 819	2 083
Sûretés réelles données	-			
Lignes de crédit	4	4		
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 669	1 214	28	3 427
Engagements de location simple	1 375	125	477	773
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 8 564 millions d'euros au 31 décembre 2020.

Les engagements de financement, d'un montant de 4 719 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 4 447 millions d'euros, et à des sûretés personnelles pour 272 millions d'euros.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 4 669 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à FULLBLOOM Investment Corporation (FIC), filiale à 100% de China Investment Corporation (CIC) en 2011, pour un montant maximal de 2 567 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 693 millions d'euros à échéance 2026 ;
- de l'activité du GNL à Elf Aquitaine (Groupe Total) à échéance 2021 : la responsabilité d'ENGIE SA pour les garanties de passif est de 200 millions de dollars américains et de 1 490 millions de dollars américains pour les indemnités spécifiques ;
- de six plateformes numériques et de la plateforme Smart O&M à ENGIE Information & Technologies pour une durée de 36 mois à compter du second trimestre 2019.

Les engagements de location simple pour 1 375 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. Sur l'exercice 2020, de nouveaux engagements ont été constatés au titre du projet Campus, pour un montant de 578 millions d'euros, et du projet Urban Garden pour un montant de 41 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 ;
- à "Ayr Environnemental Services" et "Caledonian Environnemental Services", sociétés écossaises, pour les contrats de construction de stations d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le Groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au "Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork" pour le contrat de construction et d'exploitation de 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-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour les entités du pôle environnement pour lesquelles SUEZ n'était pas déjà contre-garanties ;
- 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 2020, il subsiste 42 contrats de ce type.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes que ladite société SIG 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 et 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.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2020	Échéance À fin 2021	Échéance de 2022 à 2025	Échéance 2026 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	47	-	47	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 428	150	11 711	567
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	
Contre-garanties sur engagements d'activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	389	68	233	88
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose, depuis mai 2005, de lignes de crédits syndiqués à hauteur de 5 500 millions d'euros dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 000 millions d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2024. Les banques prêteuses disposent d'une possibilité de sortie individuelle en cas de changement du contrôle majoritaire de l'entreprise.

Les contre-garanties sur sûretés personnelles concernent les garanties reçues des membres du GIE ENGIE Alliance.

Les engagements de location simple pour 389 millions d'euros correspondent à la refacturation des loyers d'immeubles occupés par des filiales du Groupe.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en *take-or-pay* (littéralement prendre ou payer). Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures coûteuses de production et de transport. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales, qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas 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 indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2020, les engagements d'ENGIE SA sont de 405 TWh à moins d'un an, 1 306 TWh entre deux et cinq ans et 1 212 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 2020, les engagements de ENGIE SA sont de 127 TWh d'achats à terme et 279 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 2020, les engagements d'ENGIE SA sont de 62 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 24 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 de produits pétroliers.

Les instruments dérivés sur matières premières (gaz naturel, pétrole et électricité) détenus par ENGIE SA consistent principalement en *swaps*, contrats à terme (futures) et options souscrits pour gérer son risque de prix dans le cadre de son activité de négoce. Ces instruments sont négociés auprès des tiers par l'intermédiaire de ses filiales spécialisées ENGIE Global Markets et ENGIE Energy Management sur les marchés organisés ou sur les marchés de gré à gré.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds *(calls)* ou planchers *(puts)* ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des *swaps* financiers.

Selon la nature des éléments couverts, les gains et pertes réalisés sur ces opérations sont reconnus en chiffres d'affaires ou en coût d'achat d'énergie.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du prix des matières premières sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en positions ouvertes isolées

	Notionnel au 31 déc. 2020				Juste valeur au 31 déc. 2020 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2019 (en GWh)
	En GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	En millions d'euros		
***SWAPS* (position acheteur)**						
Gaz naturel	196 703	17 569	16 357	368	155	218 409
Produits pétroliers	18 686	11 699	12 295	134	(133)	17 281
Électricité	5	-	-	4	(3)	521
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***SWAPS* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(188 050)	(9 094)	(6 104)	(356)	(172)	(191 229)
Produits pétroliers	(8 326)	(4 560)	(3 670)	(8)	(7)	(6 149)
Électricité	(1 613)	(2 739)	(803)	(228)	(1)	(3 013)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	1 490	-	-	(1)	(1)	33 871
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	5 574
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	(49 497)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	(5 574)
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kilo de quotas de CO_2

17.2.2.2 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

La comptabilité de couverture n'est pas appliquée dans les comptes sociaux d'ENGIE SA.

17.2.2.3 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2020				Juste valeur au 31 déc. 2020 (en millions d'euros)	Notionnel au 31 déc. 2019 (en GWh)
	En GWh par échéance					
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans	En millions d'euros		
***Forward* (position acheteur)**						
Gaz naturel	1 239 282	359 924	128 721	29 693	603	2 607 348
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	29 697	19 148	48 576	4 780	545	95 046
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
***Forward* (position vendeur)**						
Gaz naturel	(1 256 891)	(345 140)	(150 066)	(30 254)	(505)	(2 551 467)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(35 953)	(4 363)	(6 658)	(1 609)	(433)	(54 334)
CER EUA – CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	3 022	-	-	25	41	26 315
Produits pétroliers	-	-	-	6	2	-
Électricité	121	1 564	539	17	3	1 603
Options (position vendeur)	-	-	-	-	-	-
Gaz naturel	-	-	-	(52)	(78)	(24 419)
Produits pétroliers	-	-	-	(9)	(6)	-
Électricité	10 482	1 006	1 905	(78)	(254)	(7 556)

(1) En kilo de quotas de CO_2

17.3 Couverture des risques assurables

Sur la base de l'identification des risques assurables (notamment ceux concernant les biens de l'entreprise ainsi que les dommages occasionnés aux tiers y compris environnementaux), ENGIE SA a mis en place une politique de transfert systématique des risques significatifs. Ainsi, les polices d'assurance contractées présentent des niveaux de couverture élevés afin de limiter l'impact financier sur les comptes du Groupe en cas de sinistre.

Par ailleurs, pour garantir l'homogénéité des couvertures mises en place, la gestion des assurances est centralisée au niveau du Groupe. Ceci a notamment permis d'intégrer les nouveaux projets des filiales dans les contrats existants et de pleinement jouer le rôle de prescripteur pour les filiales contrôlées majoritairement.

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

Récapitulatif des engagements

	Régime des IEG		Régime hors IEG		Total	
En millions d'euros	Au 31 déc. 2020 (1)	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019	Au 31 déc. 2020	Au 31 déc. 2019
Retraite	**2 480**	**2 233**	**297**	**296**	**2 777**	**2 529**
Régime	2 480	2 233	297	296	2 777	2 529
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**286**	**283**	**27**	**27**	**313**	**310**
Avantage en nature énergie et eau	145	157	5	5	150	162
Indemnités de fin de carrière	54	52	-	-	54	52
Indemnités de secours immédiat	71	59	-	-	71	59
Autres (2)	16	15	22	22	38	37
Autres engagements envers le personnel	**94**	**85**	**-**	**-**	**94**	**85**
Pensions d'invalidité et autres	86	77	-	-	86	77
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 861**	**2 601**	**324**	**323**	**3 184**	**2 925**

(1) Dont 113 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 18.4)
(2) Indemnités compensatrices de frais d'études, congés exceptionnels de fin de carrière et régime de complémentaire santé ex-SUEZ

Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**
Taux d'actualisation	0,79%	1,31%	0,78%	1,31%	0,52%	1,01%	0,72%	1,24%
Taux d'inflation	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%	1,82%	1,78%
Durée résiduelle de service	21 ans	20 ans	21 ans	20 ans	21 ans	20 ans	21 ans	20 ans

	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Ex-SUEZ	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**	**2020**	**2019**
Taux d'actualisation	0,55%	0,92%	-	-	-	-	0,55%	0,92%
Taux d'inflation	1,80%	1,78%	-	-	-	-	1,80%	1,78%
Durée résiduelle de service								

Régime hors IEG Ex-Cie Financière	Retraite		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Taux d'actualisation	0,80%	0,92%	-	-	-	-	0,80%	0,92%
Taux d'inflation	1,80%	1,78%	-	-	-	-	1,80%	1,78%
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 20%.

18.1 Retraites

Les principaux régimes à prestations définies en vigueur chez ENGIE SA sont :

- d'une part, les pensions dues dans le cadre du régime spécial de retraite des industries électriques et gazières (IEG) ;
- d'autre part, les régimes repris suite à la fusion-absorption de Suez par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

En application de la directive européenne du 16 avril 2014, l'ordonnance n° 2019-697 relative aux régimes professionnels de retraite supplémentaire, publiée le 4 juillet 2019, a mis fin aux régimes L. 137-11 en place (dénommés "Article 39") et a interdit l'acquisition de nouveaux droits et l'entrée de tout nouvel adhérent à compter de cette date.

Suite à la fermeture du régime et à la cristallisation des droits aléatoires en 2019, le Groupe a transformé en 2020 les droits aléatoires des bénéficiaires, y compris pour les membres du Comité Exécutif, en régime à cotisations définies dénommé "Article 82".

Pensions du régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse nationale des industries électriques et gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont 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 1er janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

Mode de calcul des engagements de retraite

Les engagements d'ENGIE SA sont déterminés selon une méthode actuarielle conformément au mode de calcul des engagements présenté dans la recommandation de l'ANC du 7 novembre 2013 (2013-02). Cette méthode, dite des "unités de crédit projetées", repose sur des lois de projection portant notamment sur les salaires de fin de carrière, les âges de départ à la retraite, l'évolution des effectifs de retraités et les reversions de pensions.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- évaluation sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- détermination pour l'ensemble des agents, actifs et retraités, relevant du régime des IEG ou, s'agissant des régimes ex-SUEZ, pour l'ensemble des salariés et retraités bénéficiaires de ces régimes ;
- les écarts actuariels sont immédiatement pris en compte.

18.2 Les autres avantages au personnel

En complément des retraites, d'autres avantages sont donnés aux actifs et aux inactifs des IEG :

- avantages postérieurs à l'emploi :
  - l'avantage en nature énergie,
  - les indemnités de fin de carrière,
  - les congés exceptionnels de fin de carrière,
  - le régime des capitaux décès,
  - le régime aide aux frais d'études ;
- avantages à long terme :
  - les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles,
  - les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité,
  - les médailles du travail,
  - l'aide bénévole amiante.

Par ailleurs, les retraités d'ex-SUEZ bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des "unités de crédit projetées".

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents, actifs et inactifs, bénéficient d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 233**	**2 015**	**283**	**276**	**85**	**79**	**297**	**281**	**26**	**27**	**-**	**-**	**2 924**	**2 679**
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	27	26	8	7	12	12	-	-	-	-	-	-	46	44
Charges d'intérêt sur obligation	26	39	4	6	1	1	3	4	-	-	-	-	34	51
Pertes et gains actuariels :														
• dus aux changements d'hypothèses financières	262	248	17	45	6	6	38	10	1	1	-	-	324	310
• dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	(18)	-	(10)	-	(4)	-	-	-	-	-	-	-	(32)
• dus aux écarts d'expérience	16	12	(16)	(41)	(2)	(2)	-	-	-	-	-	-	(2)	(31)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) (1)	(84)	(89)	(10)	-	(8)	(7)	(15)	(9)	(2)	(2)	-	-	(119)	(106)
Autres	-	-	-	-	-	-	(25)	9	-	-	-	-	(25)	9
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 480**	**2 233**	**286**	**283**	**94**	**85**	**297**	**297**	**27**	**26**	**-**	**-**	**3 184**	**2 924**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 119 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 106 millions d'euros au 31 décembre 2019

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 2020, ENGIE SA a provisionné 113 millions d'euros, contre 103 millions d'euros en 2019, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 10 millions d'euros.

Évolution des provisions sur engagements sociaux

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraite [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	13	12	85	79	5	6	-	1	-	-	103	98
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	12	12	-	-	-	-	-	-	13	13
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels :														
• dus aux changements d'hypothèses financières	-	-	1	1	6	6	-	-	-	-	-	-	7	7
• dus aux changements d'hypothèses démographiques	-	-	-	-	-	(5)	-	-	-	-	-	-	-	(5)
• dus aux écarts d'expérience	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	-	-	-	(2)	(2)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(2)	(1)	(8)	(7)	-	(1)	-	(1)	-	-	(9)	(10)
Autres	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	14	13	94	85	5	5	-	-	-	-	113	103

(1) En 2020, comme en 2019, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG
(2) Indemnités congés exceptionnels (14 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ et prime eau nulle au 31 décembre 2020
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (53 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (30 millions d'euros), d'amiante (3 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros)

18.5 Contrats d'assurance

ENGIE SA a souscrit auprès de diverses compagnies d'assurances des contrats de couverture des retraites et des indemnités de fin de carrière. Des versements ont été effectués en 2020 par ces fonds assurantiels pour un montant de 81 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 793 millions d'euros au 31 décembre 2020 contre 1 854 millions d'euros au 31 décembre 2019.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraite		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	1 594	1 544	23	22	-	-	237	209	-	-	-	-	1 854	1 775
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rendement attendu des actifs	19	31	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	22	35
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	10	1	-	-	-	-	10	1
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	(6)	84	-	1	-	-	(6)	39	-	-	-	-	(12)	124
Prestations payées pour les actifs de couverture	(64)	(65)	(1)	-	-	-	(15)	(16)	-	-	-	-	(80)	(81)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	1 543	1 594	22	23	-	-	228	237	-	-	-	-	1 793	1 854

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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Rendement réel des actifs de couverture	1,4%	8,8%	1,4%	8,8%	-	-	3,2%	2,9%	-	-	-	-

Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite et autres actifs du régime des IEG retenu pour l'exercice 2020 est de 1,44%.
Le taux de rendement réel des actifs de couverture retraite du régime hors IEG retenu pour l'exercice 2020 est de 3,15%.
La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2020	2019	2020	2019
Placements actions	30%	30%	9%	9%
Placements obligataires	63%	65%	82%	82%
Autres (y compris monétaires)	7%	5%	9%	9%
	100%	100%	100%	100%

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie, contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et indemnités de fin de carrière, sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à la "convention de gestion du passif social du Groupe". Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2020 s'élève à 12 millions d'euros soit moins de 1% de la valeur totale des fonds à cette date. Les actifs de couverture ne sont pas investis dans des biens immobiliers occupés ou dans d'autres actifs utilisés par ENGIE SA.

18.7 Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 5 millions d'euros en 2020 contre 4,8 millions d'euros en 2019.

NOTE 19 Litiges

19.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe ; ceci comprend les droits et obligations découlant des procédures arbitrales.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 225 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté. Le recours dans l'affaire de Santa Fe a été rejeté par décision du 14 décembre 2018. Les deux sentences du CIRDI, qui constituent une étape vers la résolution du litige, sont ainsi devenues définitives.

Le gouvernement argentin et les différents actionnaires d'Aguas Argentinas ont conclu et mis en œuvre un accord transactionnel en application de la sentence arbitrale du 9 avril 2015 rendue au titre la concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires. À ce titre, en application de l'accord susvisé portant transfert économique des droits et obligations d'ENGIE au profit de SUEZ, SUEZ et ses filiales ont perçu un montant en numéraire de 224,1 millions d'euros. Par ailleurs, la décision du 14 décembre 2018 relative à la concession d'eau et d'assainissement d'Aguas Provinciales de Santa Fe doit encore être mise en œuvre.

19.2 Démarchage

EDF a assigné ENGIE devant le tribunal de commerce de Nanterre le 20 juillet 2017 concernant de prétendus faits de concurrence déloyale dans le cadre des campagnes de démarchage principalement en porte à porte et réclamait 13,5 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. Le tribunal de commerce, dans son jugement du 14 décembre 2017 a condamné ENGIE à verser la somme de 150 000 euros à EDF en considérant qu'ENGIE avait commis des actes de concurrence déloyale tout en reconnaissant qu'il n'y avait aucun fait de dénigrement à l'encontre d'EDF et qu'ENGIE avait mis en place un dispositif de formation et de contrôle de ses partenaires.

ENGIE a fait appel du jugement et EDF a formé un appel incident et a réclamé 94,7 millions d'euros en réparation de son prétendu préjudice. L'arrêt de la Cour d'appel de Versailles a été rendu le 12 mars 2019 en condamnant ENGIE à verser 1 million d'euros à EDF. En outre, la Cour d'appel a ordonné à ENGIE, sous astreinte provisoire de 10 000 euros par infraction constatée sur une période d'un an, de cesser ou faire cesser tout acte de parasitisme et de dénigrement au préjudice d'EDF.

Le 6 juillet 2020, EDF a demandé au juge de l'exécution du tribunal judiciaire de Nanterre de liquider l'astreinte prononcée par la Cour d'appel de Versailles en demandant le versement d'une somme par ENGIE de 106,89 millions d'euros et le prononcé d'une astreinte définitive de 50 000 euros par infraction constatée et pour une durée d'un an. Le juge de l'exécution a rendu sa décision le 11 décembre 2020 au terme de laquelle elle condamne ENGIE à verser la somme de 230 000 euros à EDF et prononce une nouvelle astreinte provisoire d'un montant de 15 000 euros par nouvelle infraction constatée, pendant un an à compter de la signification du jugement par EDF.

Le 22 décembre 2020, EDF a fait appel de ce jugement du juge de l'exécution devant la Cour d'appel de Versailles.

19.3 Commissionnement

S'agissant des prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, a rappelé le principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. Le législateur a adopté une disposition validant rétroactivement les contrats conclus avec ENEDIS et faisant obstacle à toute demande en réparation des prestations de gestion de clientèle non rémunérées. Le Conseil constitutionnel a déclaré cette disposition conforme à la Constitution par décision du 19 avril 2019. La procédure à l'encontre d'ENEDIS est toujours en cours.

19.4 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Le tribunal administratif de Montreuil a rendu un jugement favorable à ENGIE en avril 2019 ce qui a conduit l'administration fiscale à interjeter appel devant la Cour administrative de Versailles en mai 2019. Des échanges de mémoire entre les parties sont en cours.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001, et, 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 seront restituées à l'établissement bancaire cessionnaire. L'affaire a été renvoyée devant le Conseil d'État par les deux parties. Dans le cadre d'une question prioritaire de constitutionalité, le Conseil d'État a décidé, le 23 octobre 2020, de poser une question préjudicielle à la Cour de justice de l'Union européenne pour savoir si la directive 90/435/CE de 1990 fait obstacle au prélèvement du précompte lors de la redistribution, par une société mère, de dividendes reçus de filiales établies dans l'Union européenne.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et de plusieurs groupes français, le 28 avril 2016, la Commission européenne a envoyé un avis motivé à la France dans le cadre d'une procédure d'infraction considérant que le Conseil d'État ne respectait pas le droit de l'Union européenne dans les décisions rendues au titre des litiges précompte, tels que ceux d'ENGIE. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de justice de l'Union européenne pour manquement de la France. Le 4 octobre 2018, la Cour de justice de l'Union européenne a donné partiellement raison à la Commission européenne. La France doit désormais revoir sa méthodologie pour déterminer le quantum des remboursements de précompte dans les affaires définitivement jugées et celles encore en cours devant les juridictions.

19.5 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnements et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes.

Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

19.6 Cession de 29,9% du capital de SUEZ à Veolia

Dans le cadre de la cession par ENGIE à Veolia de 29,9% du capital de SUEZ, le 5 octobre 2020, ENGIE est appelée dans diverses procédures tant en référé qu'au fond et tant en droit social qu'en droit commercial. Ces procédures mettent en présence au principal Veolia et SUEZ. Ces procédures ont été engagées par SUEZ, agissant seule ou conjointement avec ses instances représentatives du personnel. ENGIE a agi en toutes circonstances dans son bon droit, n'a violé aucune de ses obligations et la cession à Veolia intervenue, qui est définitive, ne présente aucun vice de forme ou de fond qui pourrait en entacher la validité.

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 2020 est de 23,64%, inchangé par rapport au 31 décembre 2019. Il lui confère trois représentants au Conseil d'Administration sur un total de 13 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 33,19% des droits de vote théoriques (ou 33,39% des droits de vote exerçables) contre 33,67% à fin décembre 2019.

Le 22 mai 2019, la loi PACTE ("Plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises") a été promulguée. Elle permet à l'État de disposer librement de ses actions au capital d'ENGIE.

L'État dispose par ailleurs d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions d'ENGIE s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français et les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

La fin des tarifs réglementés de vente ("TRV") de gaz et la restriction des TRV d'électricité aux particuliers et petits professionnels sont organisées par la loi Énergie-Climat ("LEC") promulguée le 8 novembre 2019. En ce qui concerne la fin des TRV gaz, la date ultime demeure fixée au 1er juillet 2023.

Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1er juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités ENEDIS SA (ex-ERDF SA), filiale d'EDF SA, et GRDF SA, filiale d'ENGIE SA, ont été créées respectivement au 1er janvier 2007 et au 1er janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

Relations avec la CNIEG (Caisse nationale des industries électriques et gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des entreprises non nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 20 "Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme" aux états financiers consolidés.

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 2020 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 35 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 élus par l'Assemblée Générale, à l'exception des dirigeants mandataires sociaux, des Administrateurs du service public élus sur proposition de l'État et de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires, reçoivent des jetons de présence ; leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2020.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2020.

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 de commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2019	% au 31 déc. 2020	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
Participations [2]						
SUEZ	32,06%	1,81%		X	2 638 936 129	Services
CESAME EXADEBIT	28,6%	24,9%		X	4 933	Cabinet d'études

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2019	% au 31 déc. 2020	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 INVESTISSEMENT 84	-	100%	X		40 000	Autre
GLAM	-	51%		X	510	Immobilier
Participations [2]	-					
ARCHIPELS	-	25%		X	750 000	Certification digital

(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

	2020	2019	2018	2017	2016
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	-	-	4 775 429
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	19 272	17 282	27 833	20 585	17 939
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 444	378	2 960	2 431	245
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(532)	(377)	(549)	(1 001)	(672)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(3 928)	(196)	1 102	1 421	448
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	1 291	-	2 718	1 700	2 416
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,81	0,31	1,44	1,41	0,38
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	(1,61)	(0,08)	0,45	0,58	0,18
Dividende versé par action [1]	0,53	-	1,12	0,70	1,00
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 477	4 534	4 400	4 873	5 182
Montant de la masse salariale de l'exercice	283	273	289	317	332
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	239	197	362	269	256

(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 2020 de verser un dividende unitaire de 0,53 euro par action, soit un montant total de 1 291 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2020. Ce dividende unitaire proposé de 0,53 euro par action sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2020 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

Compte tenu de la crise sanitaire et économique, par décision du Conseil d'Administration au 1er avril 2020, approuvée par Assemblée Générale du 14 mai 2020, le Groupe ENGIE a décidé de renoncer au versement du dividende au titre de l'exercice 2019.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2020

A l'Assemblée Générale de la société ENGIE,

Opinion

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée générale, nous avons effectué l'audit des comptes annuels de la société ENGIE relatifs à l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 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 annuels" du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance prévues par le Code de commerce et par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes sur la période du 1er janvier 2020 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

La crise mondiale liée à la pandémie de Covid-19 crée des conditions particulières pour la préparation et l'audit des comptes de cet exercice. En effet, cette crise et les mesures exceptionnelles prises dans le cadre de l'état d'urgence sanitaire induisent de multiples conséquences pour les entreprises, particulièrement sur leur activité et leur financement, ainsi que des incertitudes accrues sur leurs perspectives d'avenir. Certaines de ces mesures, telles que les restrictions de déplacement et le travail à distance, ont également eu une incidence sur l'organisation interne des entreprises et sur les modalités de mise en œuvre des audits.

C'est dans ce contexte complexe et évolutif que, en application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ciavant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit "en compteur")

[notes 1 Règles et méthodes comptables 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 une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux et ont parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2020, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1 538 M€. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période, à l'aide d'outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe Engie. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au prix moyen de l'énergie. Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués ont principalement consisté à : • prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; • évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste en algorithmes dans notre équipe d'audit. Nous avons également : • comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par votre groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; • contrôlé que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; • analysé la cohérence des volumes engagés dans les opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) avec les ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux ; • apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; • apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture. Enfin, nous avons apprécié le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels.

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

Les titres de participation s'élèvent à 72 497 M€ au 31 décembre 2020 (60 323 M€ en valeur nette).
Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.
Comme indiqué dans la section "Immobilisations financières" de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres, y compris les malis de fusion associés, pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité, si celle-ci est inférieure.
La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes pour les sociétés de financement, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des vingt derniers cours de Bourse de l'exercice pour les sociétés cotées, ou aux flux de trésorerie attendus ou de dividendes ("*Discounted Cash Flow*" ou "*Dividend Discount Model*") pour les autres filiales opérationnelles, et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.
Comme indiqué dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2021 et du plan d'affaires à moyen terme 2022-2023 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 2024-2040 approuvé en décembre 2020 par votre Comité Exécutif.
Tel que mentionné dans la note 4.2 de l'annexe aux comptes annuels, les dépréciations constatées à hauteur de 5 408 M€ en 2020 portent notamment sur les titres de participation dans la société Electrabel (5 186 M€).
L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (72% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.
	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction.
	Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeurs d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société avec , le support de nos spécialistes en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à :
	• examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ;
	• apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ;
	• apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires propres à chacune des entités retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ;
	• examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, avec l'aide de spécialistes internes ;
	• s'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels :
	  ◦ apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du Groupe ;
	  ◦ apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.
	• apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels ;

Evaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux

[notes 1 Règles et méthodes comptables, 10 Provisions, 10.1.5 Autres provisions pour risques et charges et 19 Litiges de l'annexe aux comptes annuels]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels décrits dans la note 19 aux comptes annuels Nous avons considéré l'évaluation des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges commerciaux, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : • examiner les procédures mises en œuvre par votre société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; • apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre société ainsi que des confirmations obtenues aux demandes que nous leur avons adressées. Nous avons également recours à nos experts fiscalistes pour les analyses les plus complexes ; • apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes aux comptes annuels ; • et à effectuer un suivi des principales discussions entre la société et avec les différentes parties prenantes aux différents litiges et risques.

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 du Directeur Général.

Sur la base de nos travaux, nous concluons que la présentation des comptes annuels destinés à être inclus dans le rapport financier annuel respecte, dans tous ses aspects significatifs, le format d'information électronique unique européen.

Il ne nous appartient pas de vérifier que les comptes annuels qui seront effectivement inclus par votre société dans le rapport financier annuel déposé auprès de l'AMF correspondent à ceux sur lesquels nous avons réalisé nos travaux.

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés Commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES et du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres.

Au 31 décembre 2020, nos cabinets étaient dans la treizième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au Comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le Conseil d'administration.

Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le Commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que cellesci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de nondétection 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. 822-10 à L. 822-14 du Code de commerce et dans le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes. Le cas échéant, nous nous entretenons avec le Comité d'audit des risques pesant sur notre indépendance et des mesures de sauvegarde appliquées.

Paris-La-Défense, le 12 mars 2021

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES		ERNST & YOUNG et Autres	
Olivier Broissand	Patrick E. Suissa	Charles-Emmanuel Chosson	Stéphane Pédron

7

Informations complémentaires

7.1 Informations générales concernant ENGIE et ses statuts 384

7.1.1 Raison sociale et nom commercial 384
7.1.2 Lieu, numéro d'enregistrement et LEI 384
7.1.3 Date de constitution et durée de vie 384
7.1.4 Siège social, forme juridique, législation, adresse et site internet 384
7.1.5 Objet social 384
7.1.6 Raison d'être 385
7.1.7 Exercice social 385

7.2 Contrats importants 385

7.2.1 Contrats finalisés en 2019 385
7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2019 et finalisés en 2020 385
7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2019 385
7.2.4 Contrats finalisés en 2020 385
7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020 385
7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020 385
7.2.7 Contrats d'emprunts et de financement 385

7.3 Litiges et arbitrages 386

7.4 Documents accessibles au public 386

7.5 Responsable du Document d'enregistrement universel 386

7.6 Table de conversion 387

7.7 Unités de mesure 387

7.8 Sigles et acronymes 388

7.9 Glossaire 389

7.10 Table de concordance 392

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 une durée s'achevant le 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 liées directement ou indirectement aux activités précitées, et notamment des services propres à faciliter la transition énergétique ;
- assurer les missions de service public qui lui sont assignées par la législation et la réglementation en vigueur, en particulier par le Code de l'énergie ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités, entreprises et particuliers ; préparer et conclure tous traités, contrats et marchés se rapportant à l'exécution de ces projets et de ces travaux ;
- participer directement ou indirectement à toutes opérations ou activités de toute nature pouvant se rattacher à l'un des objets précités, ou de nature à assurer le développement du patrimoine social y compris des activités de recherche et d'ingénierie, par voie de création de sociétés ou d'entreprises nouvelles, d'apport, de souscription ou d'achat ou de vente de titres ou de droits sociaux, de prises d'intérêt et de participations, sous quelque forme que ce soit, dans toutes entreprises ou sociétés, existantes ou à créer, de fusion, d'association ou de toute autre manière ;
- créer, acquérir, louer, prendre en location-gérance tous meubles, immeubles et fonds de commerce, prendre à bail, installer, exploiter tous établissements et fonds de commerce se rapportant à l'un des objets précités ;
- prendre, acquérir, exploiter, concéder ou céder tous procédés, brevets et licences de brevets concernant les activités se rapportant à l'un des objets précités ;
- obtenir, acquérir, prendre à bail et exploiter, principalement au travers de filiales et participations, toutes concessions et entreprises relatives à l'alimentation des villes en eau potable ou industrielle, à l'évacuation et à l'épuration des eaux usées, aux opérations de dessèchement et d'assainissement, à l'irrigation et à l'établissement de tous ouvrages de transport, de protection et de retenue d'eau ainsi que toutes activités de vente et de service aux collectivités et aux particuliers dans l'aménagement des villes et la gestion de l'environnement ;
- et plus généralement réaliser toutes opérations et activités de toute nature, industrielle, commerciale, financière, mobilière ou immobilière, y compris de services notamment l'intermédiation d'assurance comme mandataire ou mandataire délégué, à titre de complément ou autonome, ou de recherche, ces opérations et activités se rattachant directement ou indirectement, en totalité ou en partie, à l'un quelconque des objets précités, à tous objets similaires, complémentaires ou connexes ainsi qu'à ceux de nature à favoriser le développement des affaires de la Société.

7.1.6 Raison d'être

Aux termes de l'article 2.1 des statuts, la raison d'être d'ENGIE c'est d'agir pour accélérer la transition vers une économie neutre en carbone, par des solutions plus sobres en énergie et plus respectueuses de l'environnement. Cette raison d'être rassemble l'entreprise, ses salariés, ses clients et ses actionnaires et concilie performance économique et impact positif sur les personnes et la planète. L'action d'ENGIE s'apprécie dans sa globalité et dans la durée.

7.1.7 Exercice social

La Société a un exercice social d'une durée de 12 mois qui débute le 1er janvier et s'achève le 31 décembre de chaque année.

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

7.2.1 Contrats finalisés en 2019

- Contrat d'acquisition d'une participation de 90% dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.3.1 du Document Universel d'enregistrement 2019.

7.2.2 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2019 et finalisés en 2020

- Contrat d'acquisition, via un consortium en partenariat avec Crédit Agricole Assurances et Mirova (filiale de Natixis Investment Managers), du portefeuille hydroélectrique de 1,7 GW d'EDP au Portugal – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.4.
- Contrat d'acquisition de 10% résiduels dans la société Transportadora Associada de Gás S.A. (TAG) au Brésil – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.4.

7.2.3 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2019

Néant.

7.2.4 Contrats finalisés en 2020

Contrat de cession d'une participation de 29,9% dans la société SUEZ – voir Section 6.2 Comptes consolidés Note 4.1.2.

7.2.5 Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2020

Néant.

7.2.6 Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2020

Néant.

7.2.7 Contrats d'emprunts et de financement

Voir Section 6.2 Comptes consolidés Notes 16.3 et 18.2 et Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 – 11.2.1 & 11.2.2.

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 25 de la Section 6.2 "Comptes consolidés" et dans la Note 19 de la Section 6.4 "Comptes sociaux".

Ci-après figure une actualisation à la date du présent Document d'enregistrement universel des informations contenues dans la Note dite 25 :

- Concernant le projet de construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay (Note 25.4.2 de la Section 6.2 "Comptes consolidés"), il a été mis fin, suite à un règlement transactionnel, à la procédure arbitrale initiée par GNLS S.A. (GNLS) et à la procédure devant le tribunal de commerce de Montevideo.

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 (www.amf-france.org).

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'omission 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 17 mars 2021
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)
G	Giga (milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	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

ACPR : Autorité de contrôle prudentiel et de résolution

AGM : Assemblée Générale Mixte

AMF : Autorité des marchés financiers

ATAD : *Anti Tax Avoidance Directive*

ATRD : Accès des tiers au réseau de distribution – voir Glossaire

B

BAR : Base d'actifs régulés – voir Glossaire

BtoB : *Business to Business* (clientèle d'entreprises)

BtoC : *Business to Consumer* (clientèle de particuliers)

BtoT : *Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)

BU : *Business Unit* (unité opérationnelle)

C

Capex : *Capital expenditures* (dépenses d'investissement)

CEE : Comité d'Entreprise Européen

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CER : *Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire

CNIL : Commission nationale de l'informatique et des libertés

CO_2 : Dioxyde de carbone

Covid-19 : *Coronavirus disease* 2019

CPN : Commission des provisions nucléaires

CRE : Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire

CRM : *Capacity Remuneration Mechanism* – voir Glossaire

CSE : Comité Social et Économique

CSP : Centre de Services Partagés

D

DBSO : *Develop Build Share Operate*

DDR : Document de Référence (ex-Document d'enregistrement universel)

E

EBITDA : *Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization* – voir Glossaire

E&P : Exploration-Production d'hydrocarbures

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…

ERM : *Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)

EUA : *European Union Allowance* (droits d'émission européens)

F

FM : *Facility management* – voir Glossaire

G

GES : Gaz à effet de serre – voir Glossaire

GIE : Groupement d'intérêt économique

GNL : Gaz naturel liquéfié – voir Glossaire

GNV : Gaz naturel véhicule – voir Glossaire

GPL : Gaz de pétrole 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)

IG : Intégration globale

INCOME : *Internal Control Management Efficiency* (programme de contrôle interne du Groupe ENGIE)

IoT : *Internet of Things* (internet des objets)

IP : Intégration proportionnelle

IPP : *Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire

ISO : *International Organization for Standardization* – voir Glossaire

K

KPI : *Key Performance Indicator* (indicateur clé de performance)

M

MEE : Mise en équivalence

N

NOx : Oxyde d'azote

O

OCDE : Organisation de coopération et de développement économiques

ONDRAF : Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies

ONG : Organisation non gouvernementale

OPCVM : Organismes de placement collectif de valeurs mobilières

Opex : *Operating expenses* (charges d'exploitation)

P

PEG : Plan d'Épargne Groupe

PME : Petites et Moyennes Entreprises

PPA : *Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Énergie

PSI : Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire

PV : Photovoltaïque

R

R&D : Recherche et Développement

RGPD : Règlement général sur la protection des données

RH : Ressources Humaines

ROC : Résultat Opérationnel Courant

ROCE : *Return on capital employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)

ROE : *Return on equity* (rentabilité des capitaux propres)

RSE : Responsabilité Sociétale d'Entreprise

S

SER : Source d'Énergie Renouvelable

SI : Système d'Information

SO_2 : Dioxyde de soufre

SRV : *Shuttle Regasification Vehicle* – voir Glossaire

T

T&P : Tertiaire et Proximité

TGV : Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)

TMO : Taux Mensuel Obligataire

TSR : *Total Shareholder Return* – voir Glossaire

U

UE : Union européenne

V

V&C : Ville et Collectivités

VaR : *Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire

VPP : *Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

7.9 Glossaire

Accès des Tiers au Réseau (ATR)

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 autocontrôle

Actions d'une société détenues par des filiales contrôlées par celle-ci. Ces actions sont privées de droits de vote.

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.

Branchement

Ouvrage de transport assurant la liaison entre le réseau de transport et un ou des postes de livraison, et destiné exclusivement ou principalement à l'alimentation d'un client ou d'un réseau de distribution. Le branchement fait partie du réseau.

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 Rémuneration Mechanism

Instrument destiné à compléter les marchés d'énergie avec un marché de capacités qui garantit la disponibilité de capacités suffisantes pour assurer l'approvisionnement en électricité.

Centrale à cycle combiné à vapeur

Centrale électrique comprenant un générateur à turbine à gaz dont les gaz d'échappement alimentent une chaudière. La vapeur produite dans la chaudière entraîne un turbogénérateur.

Centrale thermique

Installation dans laquelle l'énergie chimique contenue dans des combustibles fossiles solides, liquides ou gazeux est transformée exclusivement en énergie électrique à l'aide de chaudières et de turbines à vapeur.

Certified Emission Reduction (CER)

Certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre délivré à des industriels ayant investi dans des pays en voie de développement pour y réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les CER ne sont pas directement échangeables, mais restituables en lieu et place de quotas de CO_2, un CER équivalant alors à un quota.

Code Afep-Medef

Code de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées (en France), dans sa version publiée par l'Afep-Medef en janvier 2020.

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 après 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.

Dark spread

Marge brute d'une centrale à charbon, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *dark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

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.

Droits en nature des concédants

Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan.

Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant, au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.

EBITDA

L'EBITDA désigne communément les revenus d'une entreprise avant soustraction des intérêts, impôts, dotations aux amortissements et provisions sur immobilisations.

EBITDA *at Risk*

L'EBITDA *at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management.

Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un EBITDA *at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.

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.

Facility management

Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil, etc.

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 cousin

Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.

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 Naturel Véhicule (GNV)

Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.

Gaz utile

Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.

Green Power Purchase Agreement (Green PPA)

Un *Green Power Purchase Agreement* ("contrat d'achat d'électricité") ou *Green PPA* est un contrat de livraison d'électricité produite à partir des énergies renouvelables conclu à long terme entre un producteur et un acheteur d'électricité.

Hub gazier

Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).

Independent Power Producer (IPP)

Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État.

Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.

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.

ISO 9001

Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail.

Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.

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.

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 Comptes consolidés.

Marché spot

Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).

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).

Ouvrages de raccordement

Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.

Partenariat public-privé

Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.

Point d'échange de gaz

Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

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.

Power Purchase Agreement Corporate (*Corporate* PPA)

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.

Qmax

Un navire de taille Q-Max mesure 345 mètres (1 132 pieds) de long et mesure 53,8 mètres (177 pieds) de large et 34,7 mètres (114 pieds) de haut, avec un tirant d'eau d'environ 12 mètres (39 pieds).

Il a une capacité de GNL de 266 000 mètres cubes (9 400 000 pieds cubes), soit 161 994 000 mètres cubes (5,7208 × 109 pieds cubes) de gaz naturel.

Réseau principal

Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.

Réseau régional

Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers.

Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.

Shuttle Regasification Vehicle (SRV)

Méthanier équipé de regazéifieurs embarqués qui peut se connecter à une bouée sous-marine, ce qui lui permet d'émettre le GNL regazéifié directement sur un réseau de gazoducs.

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.

Spark spread

Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers, coût du CO_2, etc.).

Station de compression

Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.

Station de pompage

Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur via une turbine.

Stockage

Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.

Stockage souterrain

Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.

Stress test

Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.

Take-or-pay

Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

Terminal méthanier

Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).

Tolling

Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz, etc.) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)

Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.

Trading d'énergie

Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).

Transport

Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.

Value at Risk (VaR)

La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de trading.

À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit deux ou trois fois par an.

Virtual Power Plant (VPP)

Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.

Upstream PPAs

Un *upstream Power Purchase Agreement Corporate* ou *upstream PPA* est un contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité.

Zone d'équilibrage

Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

7.10 Table de concordance

Règlement UE 2017/1129 du 14 juin 2017 et Règlement délégué 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 de l'URD et de croiser celles-ci avec les sections du Document d'enregistrement universel 2020 :

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2020		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	386
1.2	Déclaration des personnes responsables	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	386
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	4.5.7	Mandats des Commissaires aux comptes	176
2.2	Démission, révocation ou non-renouvellement des contrôleurs légaux des comptes	NA		NA
3.	**Facteurs de risques**	2	Facteurs de risques et contrôle	
4.	**Informations concernant l'émetteur**			
4.1	Raison sociale et nom commercial	7.1.1	Raison sociale et nom commercial	384
4.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI de l'émetteur	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	384
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	384
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	1.1.1	Présentation	8
		7.1	Informations générales concernant ENGIE et ses statuts	384
5.	**Aperçu des activités**			
5.1	Principales activités	1.1.1	Présentation	8
		1.2	Stratégie et objectifs	11
		1.1.3	Organisation du Groupe	9
		1.6	Présentation des activités du Groupe	19
5.2	Principaux marchés	1.1.1	Présentation	8
		1.2	Stratégie et objectifs	11
		1.6	Présentation des activités du Groupe	19
5.3	Événements importants	1.6	Présentation des activités du Groupe	19
5.4	Stratégie et objectifs	1.2	Stratégie et objectifs	11
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	1.3	Innovation et R&D	12
		2.2	Facteurs de risques	45
5.6	Déclaration sur la position concurrentielle	1.1.1	Présentation	8

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980		Chapitre du Document d'enregistrement universel 2020		Page
5.7	Investissements			
5.7.1	Principaux investissements réalisés	6.1.1.4.2	Investissements nets	216
5.7.2	Principaux investissements en cours	1.2	Stratégie et objectifs	11
		1.6	Présentation des activités du Groupe	19
5.7.3	Co-entreprises et engagements pour lesquels l'émetteur détient une proportion significative du capital	6.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2020) et Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	231 236
5.7.4	Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.5	Informations environnementales	97
6.	**Structure organisationnelle**			
6.1	Description sommaire du Groupe	1.1.3	Organisation du Groupe	9
6.2	Liste des filiales importantes	6.2	Comptes consolidés – Note 2 (Principales filiales au 31 décembre 2020)	231
7.	**Examen de la situation financière et du résultat**	6.1.1	Rapport d'activité	198
7.1	Situation financière	6.1.1.4	Évolution de l'endettement financier net	214
		6.1.1.5	Autres postes de l'état de situation financière	218
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	198
7.1.2	Prévisions de développement futur et activités en matière de recherche et de développement	1.1.3	Innovation et R&D	12
		6.2	Comptes consolidés – Note 14.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	273
7.2	Résultats d'exploitation			
7.2.1	Facteurs importants, événements inhabituels, peu fréquents ou nouveaux développements	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2020	198
		6.1.1.2	Évolution des activités du Groupe	206
		6.1.1.3	Autres éléments du compte de résultat	213
7.2.2	Raisons des changements importants du chiffre d'affaires net ou des produits nets	6.1.1.1	Résultats ENGIE 2020	198
		6.1.1.2	Évolution des activités du Groupe	206
		6.1.1.3	Autres éléments du compte de résultat	213
8.	**Trésorerie et capitaux**			
8.1	Informations sur les capitaux	6.1.1.5	Autres postes de l'état de situation financière	218
		6.2	Comptes consolidés – Note 16.3 (Endettement financier net)	282
			Note 18 (Éléments sur les capitaux propres)	306
			Note 5.4 (Capitaux engagés industriels)	247
8.2	Flux de trésorerie	6.1.1.4	Évolution de l'endettement financier net	214
8.3	Besoins de financement et structure de financement	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	220
		5.1.5.2	Titres non représentatifs du capital	182
		6.2	Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	276
8.4	Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2	Restriction à l'utilisation des capitaux	220
8.5	Sources de financement attendues	6.1.2.3	Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	220
9.	**Environnement réglementaire**	1.6	Présentation des activités du Groupe	19
		2.2.1	Risques politiques et réglementaires	45
10.	**Information sur les tendances**			
10.1	Principales tendances récentes ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente, tout changement significatif dans la performance financière du Groupe ou fournir une déclaration négative appropriée	1.2	Stratégie et objectifs	11
		6.1.1.2	Évolution des activités du Groupe	206
10.2	Tendances susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2020		Page
11. Prévisions ou estimations du bénéfice			
11.1 Prévision ou estimation du bénéfice	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199
11.2 Déclaration énonçant les principales hypothèses	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199
11.3 Déclaration relative aux bases d'établissement et d'élaboration des précisions et estimations du bénéfice	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199
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	Organes d'administration	120
	4.3	Direction Générale	148
12.2 Conflits d'intérêts	4.1.1.4	Absence de conflits d'intérêts ou de condamnation	136
13. Rémunération et avantages			
13.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	149
13.2 Montant total des sommes provisionnées ou constatées aux fins du versement de pensions, de retraites ou d'autres avantages	4.4.1.4	Régime de retraite	150
	4.4.2	Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif)	163
14. Fonctionnement des organes d'administration et de direction			
14.1 Date d'expiration des mandats	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	120
14.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	4.5.3	Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	171
14.3 Information sur le Comité d'Audit et le Comité de Rémunération	4.1.2.4	Les Comités permanents	142
14.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	139
	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	176
14.5 Incidences significatives potentielles sur la gouvernance d'entreprise	4.2.2	Assemblée Générale du 20 mai 2021 – Composition du Conseil d'Administration	147
15. Salariés			
15.1 Nombre de salariés	3.4.1	Données sociales	83
15.2 Participations et stock-options	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	121
	4.4	Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	149
15.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.4.5	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	91
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	180
	5.4.3	Franchissement des seuils légaux	194
16.2 Existence de droits de vote différents	5.1.1.3	Droits de vote	180
	5.4.4	Action spécifique	194
16.3 Contrôle de l'émetteur	5.4.2	Répartition du capital	193
	5.4.4	Action spécifique	194
16.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	194
17. Transactions avec des parties liées			
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	171
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	179
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	221
	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	328
	6.4	Comptes sociaux	334
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	378

Informations prévues à l'annexe 1 et 2 du Règlement UE n° 2019/980	Chapitre du Document d'enregistrement universel 2020		Page
18.2 Informations financières intermédiaires	6.2	Comptes consolidés	221
18.3 Audit des informations financières annuelles historiques	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	328
	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	378
18.4 Informations financières historiques pro forma	NA		NA
18.5 Politique en matière de dividendes	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	194
18.6 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2	Comptes consolidés – Note 25 (Contentieux et enquêtes)	322
	7.3	Litiges et arbitrage	386
18.7 Changement significatif de la situation financière	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Événements postérieurs à la clôture)	326
19. Informations supplémentaires			
19.1 Capital social	5.1	Informations sur le capital	180
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	180
	5.1.2	Capital potentiel et titres donnant accès au capital	180
	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	172
19.1.2 Actions non représentatives du capital	5.2	Titres non représentatifs du capital	182
19.1.3 Nombre, valeur comptable et valeur nominale des actions détenues par l'émetteur	5.1.4.3	Valeur comptable et valeur nominale	182
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	194
19.1.7 Historique du capital social	5.1.3	Évolution du capital social au cours des cinq derniers exercices	181
19.2 Acte constitutif et statuts			
19.2.1 Registre et objet social	7.1.2	Lieu, numéro d'enregistrement et LEI	384
	7.1.5	Objet social	384
19.2.2 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	5.4.4	Action spécifique	194
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	175
19.2.3 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.4.4	Action spécifique	194
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	175
20. Contrats importants	7.2	Contrats importants	385
21. Documents disponibles	7.4	Documents accessibles au public	386

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	334
Comptes consolidés	6.2	Comptes consolidés	221
Rapport de gestion		Voir table de concordance spécifique ci-après	396
Déclaration des personnes responsables du rapport financier annuel	7.5	Responsable du Document d'enregistrement universel	386
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	378
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3	Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	328
Honoraires des Commissaires aux comptes	6.2	Comptes consolidés – Note 27 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	327

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 de la Société, de ses filiales et des sociétés qu'elle contrôle par branche d'activité (L233-6) 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	198
	6.1.1.2	Évolution des activités du Groupe	206
	6.1.1.3	Autres éléments du compte de résultat	213
	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199
	6.1.2.1	Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	220
	6.2	Comptes consolidés	221
Indicateurs clefs de performance de nature financière	1.4.3	Chiffres clés 2020 en matière financière	15
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 2020 en matière financière	15
Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le Rapport de gestion est établi	6.2	Comptes consolidés – Note 26 (Événements postérieurs à la clôture)	326
Identité des principaux actionnaires et détenteurs des droits de vote aux Assemblées Générales, et modifications intervenues au cours de l'exercice	5.4.2	Répartition du capital	193
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	194
	5.4.4	Action spécifique	194
Prises de participation significatives dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2	Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	243
Évolution prévisible de la situation de la Société et du Groupe et perspectives d'avenir	6.1.1.1.2	Objectifs 2021	199
Activités en matière de recherche et de développement	1.3	Innovation, R&D	12
	6.2	Comptes consolidés – Note 14.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	273
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	377
Informations sur les délais de paiement des fournisseurs et des clients	6.1.1.6	Comptes sociaux	218

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	45
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	76
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	78
	3.3.3	Principaux risques sociaux	79
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	48
	3.3	Analyse de principaux risques RSE	71
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	76
	3.5.4.1	Le changement climatique	100
Principales caractéristiques des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place, par la Société et par le Groupe, relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière	2.1	Processus de gestion des risques	43
	2.3.3	Le contrôle interne propre à l'information financière	63
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	41
	6.2	Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	276
		Note 17 (Risques liés aux instruments financiers)	290
Dispositif anti-corruption	3.8	Éthique et compliance	109
Plan de vigilance et compte rendu de sa mise en œuvre effective	3.9	Plan de vigilance (synthèse)	111
3. Rapport sur le gouvernement d'entreprise			
Informations sur les rémunérations			
Politique de rémunération des mandataires sociaux	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	149
	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	160
Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice ou attribués au titre de l'exercice à chaque mandataire social	4.4.1.6	Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social	152
	4.4.1.7	Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social	153
Proportion relative de la rémunération fixe et variable	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	149
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	4.4.1.5	Contrat de travail, retraites spécifiques, indemnités de départ et clause de non-concurrence	151
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	4.4.1.9	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	158
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	4.4.1.9	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	158
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	4.4.1.10	Politique de rémunération des mandataires sociaux	160

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Manière dont a été pris en compte le vote de la dernière Assemblée Générale Ordinaire prévu au II de l'article L. 225-100 (jusqu'au 31 décembre 2020) puis au I de l'article L. 22-10-34 (à partir du 1er janvier 2021) du Code de commerce	4.4	Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction	149
	4.4.1	Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	149
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	4.4.1.3	Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)	150
	4.4.3	Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance	164
Informations sur la gouvernance			
Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.1	Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice	121
	4.1.1.6	Situation de cumul des mandats des Administrateurs	138
Conventions conclues entre un dirigeant ou un actionnaire significatif et une filiale	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	171
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	171
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	177
Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	4.5.4	Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	172
Modalités d'exercice de la direction générale	4.3	Direction Générale	148
Composition, conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.1	Composition du Conseil d'Administration	120
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	139
Politique de diversité du Conseil d'administration et application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil et du Comité exécutif	4.1.1.7	Politique de diversité des membres du Conseil d'Administration	138
	4.3	Direction générale	148
Éventuelles limitations que le Conseil apporte aux pouvoirs du Directeur Général	4	Gouvernance	119
	4.1.2	Fonctionnement du Conseil d'Administration	139
Référence à un code de gouvernement d'entreprise et application du principe "comply or explain"	4.6	Code de gouvernement d'entreprise	176
Modalités particulières de participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.2.2	Assemblée Générale du 20 mai 2021 – Composition du Conseil d'Administration	147
	4.5.5	Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	175
Procédure d'évaluation des conventions courantes – Mise en œuvre	4.5.1	Conventions portant sur des opérations courantes et conclues à des conditions normales	171
	4.5.2	Conventions réglementées et transactions avec les parties liées	171
	4.7	Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions réglementées	179

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	4.5.6	Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidenceen cas d'OPA ou d'OPE	176
4. Actionnariat et capital			
Structure, évolution du capital de la Société et franchissement des seuils	5.4.2	Répartition du capital	193
	5.4.3	Franchissement de seuils légaux	194
	5.4.4	Action spécifique	194
Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.4.4	Rachat d'actions	194
	6.2	Comptes consolidés – Note 18 (Éléments sur capitaux propres)	306
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	193
	3.4.5	Rémunération, protection sociale, épargne salariale et actionnariat salarié	91
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	4.4.6	Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2020	170
Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.4.5	Politique de distribution des dividendes	194
5. Déclaration de performance extra-financière (DPEF)			
Modèle d'affaires	3.2	Modèle d'affaires	69
Analyse des principaux enjeux et risques RSE	3.3	Analyse des principaux risques RSE	71
Conséquences sociales, environnementales, droits de l'homme, lutte contre la corruption et l'évasion fiscale	3.3	Analyse des principaux risques RSE	71
Résultats des politiques appliquées par la Société ou le Groupe, incluant des indicateurs clés de performance	3.1	Responsabilité Sociétale d'Entreprise	66
	3.1.2	Objectifs RSE 2030	66
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	76
	3.3.2	Principaux risques sociétaux	78
	3.3.3	Principaux risques sociaux	79

Éléments requis	Chapitre du Document d'enregistrement universel		Page
Informations sociales (emploi, organisation du travail, santé et sécurité, relations sociales, formation, égalité de traitement)	3.4	Informations sociales	82
	3.4.4	Engagement social : une entreprise citoyenne et solidaire	88
	3.4.4.3	Diversité	90
Informations environnementales (politique générale en matière environnementale, pollution, économie circulaire, changement climatique)	2.2.5	Risques industriels	53
	2.2.2	Risques découlant des enjeux climatiques et environnementaux	48
	3.5	Informations environnementales	97
Informations sociétales (engagements sociétaux en faveur du développement durable, sous-traitance et fournisseurs, loyauté des pratiques)	3.5.4.6	Les déchets	103
	3.6	Informations sociétales	105
	3.7	Achats, sous-traitance et fournisseurs	108
Informations relatives à la lutte contre la corruption	3.8	Éthique et compliance	109
Informations relatives aux actions en faveur des droits de l'homme	3.9.1	Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement	111
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.	2.2.5	Risques industriels	53
	3.3.1	Principaux risques environnementaux	76
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	3.4.8	Politique de santé et sécurité	94
Attestation de l'organisme tiers indépendant sur les informations présentes dans la DPEF	3.10	Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant, sur la déclaration consolidée de performance extra-financière figurant dans le rapport de gestion Groupe	115
6. Autres informations			
Informations fiscales complémentaires	6.2	Comptes consolidés – Note 11 (Impôts)	261
Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2	Comptes consolidés – Note 25 (Contentieux et enquêtes)	322
	7.3	Litiges et arbitrages	386

Conception et réalisation : côtécorp.

Crédit photographique : Couverture : iStock / Getty Images Plus – Mariusz Prusaczyk.
Getty Images – JLUTT/CAPAPICTURES, ENGIE / MIRO / MEYSSONNIER ANTOINE

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