RCS : NANTERRE
Code greffe : 9201

Documents comptables

REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIETES

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

Nature du document : Documents comptables (B-C)

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

Ce dépôt a été enregistré le 13/06/2019 sous le numéro de dépôt 18530

Greffe du tribunal de commerce de Nanterre : dépôt N°18530 en date du 13/06/2019

GREFFE TRIBUNAL DE COMMERCE DE NANTERRE
13 JUIN 2019
DEPOT N° 18530.

Société Anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siège Social : 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie
542 107 651 R.C.S. Nanterre
Siret 542 107 651 12867

EXTRAIT DU PROCES-VERBAL DE L'ASSEMBLEE GENERALE MIXTE DU 17 MAI 2019

L'an deux mille dix-neuf, le dix-sept mai, à quatorze heures trente, l'Assemblée Générale Mixte des Actionnaires d'ENGIE, société anonyme au capital de deux milliards quatre cent trente-cinq millions deux cent quatre-vingt-cinq mille et onze (2 435 285 011) euros, s'est réunie au Grand Auditorium du Palais des Congrès, 2 place de la Porte Maillot, 75017 Paris, suivant avis de réunion publié au BALO, bulletin n°31 en date du 13 mars 2019 et avis de convocation publiés au BALO, bulletin n°50 en date du 26 avril 2019 et dans la "Gazette du Palais" en date du 26 avril 2019.

Chaque actionnaire nominatif a été convoqué individuellement par courrier dans les délais réglementaires.

Jean-Pierre CLAMADIEU, Président du Conseil d'administration, préside l'Assemblée conformément à l'article 20 des statuts de la Société. Il souhaite la bienvenue aux actionnaires et les informe que cette Assemblée Générale Mixte est retransmise en direct, en audio et en vidéo sur le site internet d'ENGIE.

.....

Sont présents à la tribune : M. Jean-Pierre CLAMADIEU, Président du Conseil d'administration, Mme Isabelle KOCHER, Administrateur - Directeur Général, Mme Judith HARTMANN, Directeur Général Adjoint en charge des Finances, et M. Pierre MONGIN, Directeur Général Adjoint, Secrétaire Général.

Sont présents aux premiers rangs, les Administrateurs, le Commissaire du gouvernement, les principaux dirigeants du Groupe et les membres du Comité Consultatif des Actionnaires.

Sont également présents les Commissaires aux comptes, les sociétés Deloitte & Associés et Ernst & Young et Autres.

Assiste également à l'Assemblée, Maître Eric MIELLET en sa qualité d'huissier de justice.

L'Etat représenté par Monsieur Bruno VINCENT, et le Fonds Commun de Placement d'Entreprise Link France représenté par Mme Caroline SIMON, les deux actionnaires présents disposant du plus grand nombre de voix, sont appelés comme scrutateurs.

Le Bureau étant constitué, M. Pierre MONGIN est désigné en qualité de Secrétaire de l'Assemblée.

Le Président précise que les divers documents attestant de la régularité de la convocation et des résolutions soumises au vote de cette Assemblée ont été mis à la disposition du Bureau de l'Assemblée.

Ces documents sont les suivants :

1. Avis préalable de réunion publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°31 en date du 13 mars 2019

2. Avis de convocation publié au Bulletin des Annonces Légales Obligatoires n°50 en date du 26 avril 2019

3. Avis de convocation publié dans le Journal d'Annonces Légales " La Gazette du Palais " - édition en date du 26 avril 2019

4. Avis financiers relatifs à l'Assemblée publiés dans « Les Echos » du 26 et 29 avril 2019, « l'Echo » du 26 avril 2019, « Le Revenu Hebdo » du 3 mai 2019 et « De Tijd » du 26 avril 2019

5. Copie des lettres de convocation adressées en recommandé avec " AR " le 26 avril 2019 aux Commissaires aux comptes, et les accusés de réception

6. Copie des lettres d'invitation adressées le 26 avril 2019 au Représentant du Comité central d'entreprise au Conseil d'administration de la Société et au Secrétaire du Comité central d'entreprise

7. Formulaire de vote par correspondance ou par procuration, ainsi que la brochure de convocation (versions française et anglaise) de l'Assemblée Générale Mixte du 17 mai 2019 adressés à tous les actionnaires nominatifs, en application des articles R. 225-68 et R. 225-81 du Code de commerce comprenant notamment :

   a. l'ordre du jour ;
   b. les projets de résolutions présentés par le Conseil d'administration au vote de l'Assemblée et les objectifs des résolutions ;
   c. le rapport du Conseil d'administration sur les résolutions ;
   d. la présentation des membres du Conseil d'administration ;
   e. les renseignements concernant les administrateurs dont la nomination est soumise à l'Assemblée Générale.

8. Copie des statuts de la Société

9. Extrait K-bis de la Société

10. Attestation des Commissaires aux comptes sur le montant global des rémunérations versées aux dix personnes les mieux rémunérées

11. Attestation des Commissaires aux comptes sur le montant global des sommes ouvrant droit à des déductions fiscales

12. Liste des actionnaires nominatifs arrêtée seize jours avant la date de l'Assemblée

13. Document de référence 2018 d'ENGIE comprenant :

a. les comptes annuels et les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018 ;

b. le rapport de gestion du Conseil d'administration sur les comptes annuels et sur les comptes consolidés de l'exercice 2018 ;

c. les rapports généraux des Commissaires aux comptes sur les comptes et les comptes consolidés ;

d. le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés ;

e. le rapport du Conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise conformément à l'art. L. 225-37- al. 6 du Code de commerce.

14. Pouvoirs des actionnaires représentés par des mandataires

15. Formulaires de vote par correspondance renvoyés par les actionnaires

16. Feuille de présence

Le Président informe l'Assemblée que 17 001 actionnaires sont d'ores et déjà présents, représentés ou ont voté par correspondance ou par internet, représentant tant par eux-mêmes que comme mandataires 1 476 131 696 actions, soit un quorum provisoire de 61,173% des actions ayant le droit de vote.

Le Président constate par conséquent que le quorum légal requis du quart des actions ayant le droit de vote est atteint et déclare que l'Assemblée est régulièrement constituée et qu'elle peut valablement délibérer.

Le Président propose à l'Assemblée de ne pas procéder à la lecture de l'ordre du jour affiché à l'écran, qui sera présenté ultérieurement par M. Pierre MONGIN.

Par ailleurs, le Président indique que la société n'a reçu, émanant de ses actionnaires, aucune demande d'inscription à l'ordre du jour, de points ou de projets de résolution.

L'ordre du jour est rappelé ci-après :

Délibérations relevant de la compétence de l'Assemblée Générale Ordinaire

- Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2018 (1re résolution).
- Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2018 (2e résolution).
- Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2018 (3e résolution).

.....

- Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités (16e résolution).

.....

Le Président constate, d'après la feuille de présence définitive certifiée exacte par les membres du Bureau, que 17 901 actionnaires sont présents, représentés ou ont voté par correspondance, ou par internet, représentant, tant par eux-mêmes que comme mandataires, 1 485 388 991 actions, soit un quorum définitif de 61,557% des actions ayant le droit de vote.

PREMIERE RESOLUTION

Approbation des opérations et des comptes annuels de l'exercice 2018

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes annuels de l'exercice clos le 31 décembre 2018, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels, approuve les comptes de l'exercice social clos le 31 décembre 2018 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net d'un montant de 1 102 065 471 euros.

En application des dispositions de l'article 223 quater du Code général des impôts, l'Assemblée Générale prend acte que le montant global des dépenses et charges visées au paragraphe 4 de l'article 39 du Code général des impôts s'est élevé à 1 244 824 euros au cours de l'exercice écoulé.

Cette résolution est adoptée à 99,44% des voix présentes et représentées.

2 087 038 227 Voix pour	*11 389 135 Voix contre*	*405 527 Abstentions*

DEUXIEME RESOLUTION

Approbation des comptes consolidés de l'exercice 2018

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires, après avoir pris connaissance des comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, du rapport de gestion du Conseil d'Administration et du rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés, approuve les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018 tels qu'ils lui ont été présentés ainsi que les opérations traduites dans ces comptes ou résumées dans ces rapports, et desquels il résulte, pour ledit exercice, un bénéfice net consolidé part du Groupe de 1 033 270 412 euros.

Cette résolution est adoptée à 99,89% des voix présentes et représentées.

2 096 612 841 Voix pour	*1 822 692 Voix contre*	*397 356 Abstentions*

TROISIEME RESOLUTION

Affectation du résultat et fixation du montant du dividende de l'exercice 2018

L'Assemblée Générale, statuant aux conditions de quorum et de majorité requises pour les Assemblées Générales Ordinaires :

- constate que le bénéfice de l'exercice clos le 31 décembre 2018 s'élève à 1 102 065 471 euros ;

- constate que le montant distribuable, composé du bénéfice net comptable de l'exercice s'élevant à 1 102 065 471 euros, auquel il y a lieu d'ajouter le report à nouveau antérieur d'un montant de 288 976 415 euros, les « Autres réserves » d'un montant de 255 692 382 euros et le compte de primes d'émission, d'apport et de fusion d'un montant de 32 565 413 573 euros s'élève à un total de 34 212 147 840 euros.

L'Assemblée Générale décide, sur proposition du Conseil d'Administration d'affecter le montant distribuable de 34 212 147 840 euros, de la manière suivante :

En euros	
Montant distribuable	
Résultat de l'exercice 2018	1 102 065 471
Report à nouveau antérieur	288 976 415
Autres réserves	255 692 382
Primes d'émission, d'apport et de fusion	32 565 413 573
TOTAL DISTRIBUABLE	**34 212 147 840**
Distribution proposée (y compris le dividende majoré)[1] :	
• acompte sur dividende de 0,37 euro par action versé le 12 octobre 2018 à valoir sur le dividende de l'exercice 2018	891 697 196
• solde du dividende à distribuer au titre de l'exercice 2018[1]	1 850 805 602
LE MONTANT TOTAL DU DIVIDENDE DISTRIBUE AU TITRE DE L'EXERCICE 2018, SOIT	**2 742 502 798**
sera prélevé comme suit :	
• sur le résultat de l'exercice écoulé à concurrence de	1 102 065 471
• sur le report à nouveau antérieur à hauteur de	288 976 415
• sur les réserves à concurrence de	255 692 382
• sur la prime de fusion à concurrence de	1 095 768 530

[1] Sur la base du nombre d'actions composant le capital social au 31 décembre 2018, soit un total de 2 435 285 011 actions, dont 217 337 896 actions inscrites au nominatif au 31 décembre 2018 donnant droit à la majoration de 10% du dividende après application du plafond de 0,5% du capital social par actionnaire.

L'Assemblée Générale fixe, en conséquence, le dividende pour l'exercice 2018 à 1,12 euro par action, et la majoration de dividende à 0,112 euro par action.

Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,112 euro par action, sera attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2018 et qui resteront inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'au 23 mai 2019, date de la mise en paiement du dividende. Cette majoration ne pourra pas porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital social.

Compte tenu de l'acompte sur dividende de 0,37 euro par action versé le 12 octobre 2018, à valoir sur le dividende de l'exercice 2018, et correspondant au nombre d'actions rémunérées à cette date soit 2 409 992 421 actions, le solde de dividende à distribuer au titre de l'exercice 2018 s'élève à 0,75 euro par action pour les actions bénéficiant d'un dividende, et la majoration de dividende s'élève à 0,112 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Lors de la mise en paiement, le dividende correspondant aux actions propres détenues par la Société sera affecté au poste « Autres réserves », étant précisé qu'au 26 février 2019 la Société détenait 23 891 178 de ses propres actions.

De même, si certaines des 217 337 896 actions inscrites au nominatif et ayant droit à la majoration du dividende au 31 décembre 2018 ont cessé d'être inscrites au nominatif entre le 1er janvier 2019 et le 23 mai 2019, le montant de la majoration du dividende correspondant à ces actions sera affecté au poste « Autres réserves ».

Le solde du dividende à payer ainsi que la majoration de 10% du dividende pour les actions en bénéficiant seront détachés le 21 mai 2019 et mis en paiement en numéraire le 23 mai 2019.

Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les actionnaires sont informés que, dans les conditions définies par les lois et règlements en vigueur, depuis le 1er janvier 2018, l'intégralité de ce dividende brut est soumis à un prélèvement forfaitaire unique au taux global de 30% (soit 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux), sauf option expresse et irrévocable pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui aurait dans ce cas vocation à s'appliquer à l'ensemble des revenus du capital perçus en 2019. En cas d'option pour le barème progressif, cette option ouvrira droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts. Ce régime est applicable aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France.

L'Assemblée prend acte, conformément à la loi, des sommes réparties au titre des trois exercices précédents comme suit :

Exercice	Nombre d'actions rémunérées *(en millions)*	Sommes réparties *(montant global)* *(en euros)*	Dividende net *(montant par action)* *(en euros)*
2015[1]	2 397[3]	2 414 millions	1,00
2016[1]	2 397[4]	2 414 millions	1,00
2017[2]	2 390[5]	1 688 millions	0,7

(1) En application de l'obligation d'information définie aux dispositions de l'article 243 bis du Code général des impôts, il est précisé que les distributions au titre des exercices clos les 31 décembre 2015 et 31 décembre 2016 étaient éligibles au barème progressif après abattement de 40% bénéficiant aux personnes physiques fiscalement domiciliées en France, prévu au paragraphe 3-2° de l'article 158 du Code général des impôts.

(2) Conformément aux exigences de l'article 243 bis du Code général des impôts, les distributions au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2017 étaient éligibles au taux global de 30% (soit 12,8% au titre de l'impôt sur le revenu et 17,2% au titre des prélèvements sociaux), sauf option pour le barème progressif de l'impôt sur le revenu qui ouvrait droit à l'abattement proportionnel de 40% prévu au 2° du 3 de l'article 158 du Code général des impôts.

(3) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2015 en avril 2016. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2015.

(4) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2016 en mai 2017. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2016.

(5) Ce nombre correspond aux actions rémunérées lors de la mise en paiement du solde du dividende 2017 en mai 2018. Il est sensiblement comparable à celui existant lors du paiement de l'acompte sur dividende en 2017.

Cette résolution est adoptée à 95,45% des voix présentes et représentées.

2 003 261 538 Voix pour *95 193 722 Voix contre* *377 629 Abstentions*

.....

SEIZIEME RESOLUTION

Pouvoirs pour l'exécution des décisions de l'Assemblée Générale et pour les formalités

L'Assemblée Générale confère tous pouvoirs au porteur d'un original, d'une copie ou d'un extrait du procès-verbal de la présente Assemblée pour effectuer tous dépôts et formalités où besoin sera.

Cette résolution est adoptée à 99,96% des voix présentes et représentées.

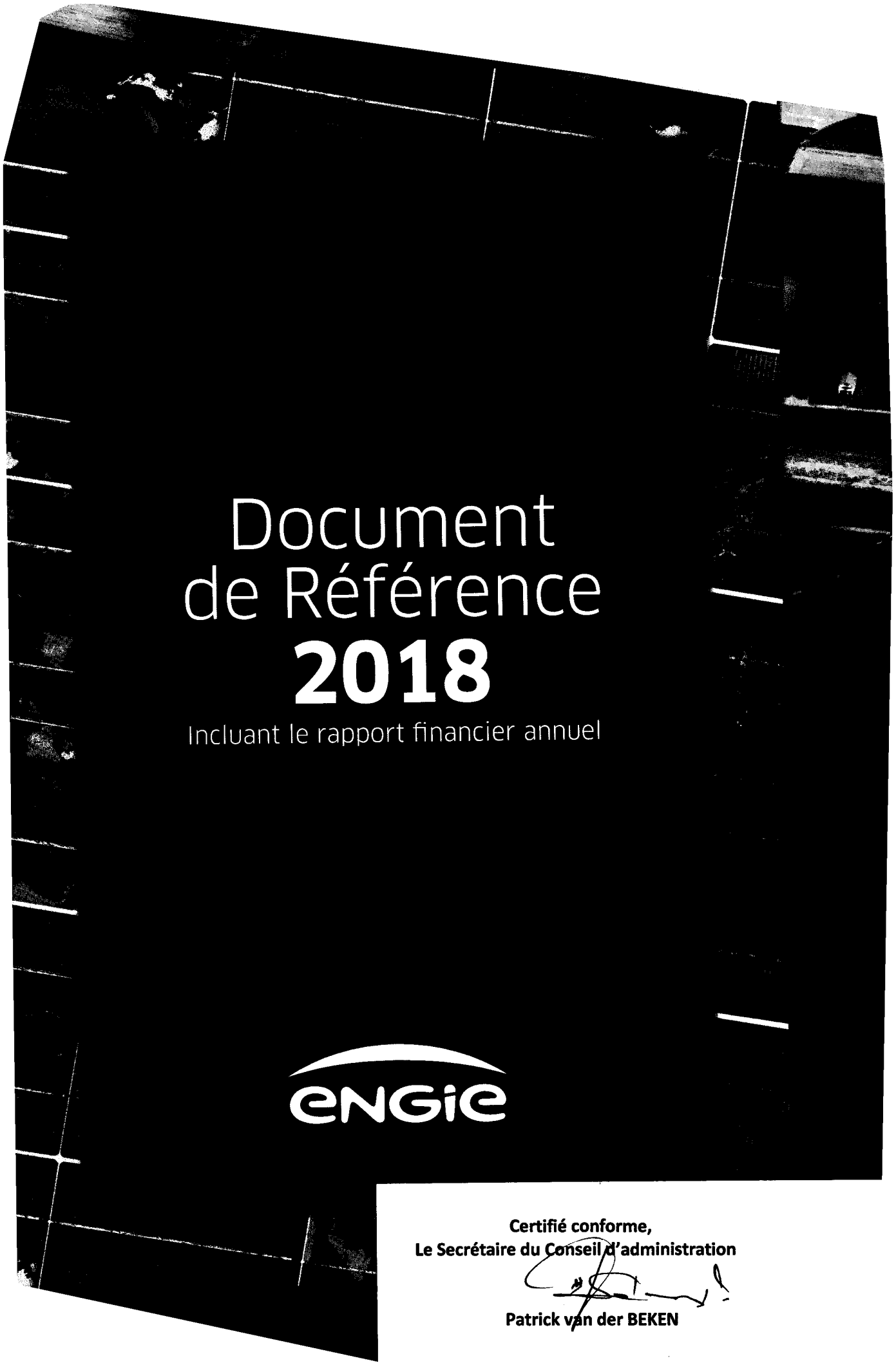
2 097 815 715 Voix pour *487 937 Voix contre* *428 609 Abstentions*

.....

CERTIFIE CONFORME

Le Secrétaire du Conseil d'administration

Patrick van der BEKEN



Document de Référence 2018

Incluant le rapport financier annuel

ENGIE

Certifié conforme,
Le Secrétaire du Conseil d'administration

Patrick van der BEKEN

sommaire

1 PRÉSENTATION DU GROUPE 5

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe 6
1.2 Chiffres clés 14
1.3 Présentation des activités du Groupe 16
1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 35
1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies 37

2 FACTEURS DE RISQUE ET CONTRÔLE 41

2.1 Processus de gestion des risques 42
2.2 Risques liés à l'environnement externe 43
2.3 Risques opérationnels 48
2.4 Risques industriels 52
2.5 Risques financiers 54
2.6 Procédures de contrôle interne 57

3 DÉCLARATION DE PERFORMANCE EXTRA-FINANCIÈRE ET INFORMATIONS RSE 61

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 62
3.2 Modèle d'affaires 63
3.3 Analyse des principaux risques RSE 65
3.4 Informations sociales 71
3.5 Informations environnementales 92
3.6 Informations sociétales 101
3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 103
3.8 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 104
3.9 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 106

4 GOUVERNANCE 109

4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise 110
4.2 Éthique, Compliance et Privacy 167
4.3 Plan de vigilance 169

5 INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 173

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 174
5.2 Actionnariat 182
5.3 Calendrier des communications financières 184

6 INFORMATIONS FINANCIÈRES 185

6.1 Examen de la situation financière 186
6.2 Comptes consolidés 205
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 339
6.4 Comptes sociaux 345
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

7 INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 397

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 398
7.2 Contrats importants 403
7.3 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations 403
7.4 Documents accessibles au public 403
7.5 Responsable du Document de Référence 404

ANNEXE 405

Table de conversion 406
Unités de mesure 406
Sigles et acronymes 407
Glossaire 409
Tables de concordance 412

Document de Référence
2018
incluant le rapport financier annuel

AMF

Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 20 mars 2019 conformément aux dispositions de l'article 212-13 du Règlement général de l'AMF.

Il pourra être utilisé à l'appui d'une opération financière s'il est complété par une note d'opération visée par l'Autorité des marchés financiers.

Ce document a été établi par l'émetteur et engage la responsabilité de son signataire.



JEAN-PIERRE CLAMADIEU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

> « EN RENDANT POSSIBLE LA TRANSITION VERS DES SCÉNARIOS ZÉRO CARBONE, NOUS DEMEURONS FIDÈLES À NOS VALEURS ET À NOTRE RAISON D'ÊTRE »

Nommé il y a un an Administrateur puis Président du Conseil d'Administration d'ENGIE, j'ai rejoint avec enthousiasme une entreprise qui s'était engagée dans une démarche de transformation, construite sur une vision de long terme.

J'ai tout d'abord souhaité travailler à l'amélioration du mode de fonctionnement de nos organes de gouvernance afin d'en renforcer l'agilité et l'efficacité. Ceci aboutira notamment, à l'issue de la prochaine Assemblée Générale, à la reconfiguration du Conseil d'Administration autour d'un nombre plus restreint de membres.

Cette première année a également été marquée par une collaboration soutenue entre le Conseil d'Administration et le Comité exécutif pour arrêter nos orientations stratégiques et en particulier identifier les moteurs de croissance du Groupe. L'intensité et la qualité de ces échanges sont l'illustration d'une gouvernance saine et équilibrée qui permettra à ENGIE de poursuivre sereinement sa transformation.

Ce travail stratégique a pu s'appuyer sur les réalisations du précédent plan. Sur ces fondements, il s'agit désormais de saisir les opportunités que créent la transition énergétique et la demande exprimée par les acteurs publics et privés d'un développement plus durable. ENGIE est aujourd'hui dans une position très favorable pour répondre à ces attentes ; nous avons en effet toutes les compétences pour accompagner nos clients dans l'optimisation de leur consommation d'énergie. Et nous pouvons leur offrir un accès aux sources d'énergie bas carbone compétitives que nous avons développées sans oublier nos savoir-faire dans la réalisation et la gestion d'infrastructures.

Nous le ferons d'autant mieux que nous avons décidé de concentrer nos ressources sur les métiers et les géographies où nous sommes en capacité de faire la différence. Nous nous appuierons pour cela sur une organisation plus simple et une présentation plus lisible de nos performances opérationnelles et financières qui permettra d'accompagner notre transformation.

Le monde de l'énergie change très vite. La compétitivité du solaire et de l'éolien est devenue une réalité. Demain, le stockage, le biogaz et l'éolien en mer s'ajouteront à la palette des solutions disponibles, et après-demain, l'hydrogène. Nous nous engageons à créer de la valeur pour nos clients, nos actionnaires et l'ensemble de nos parties prenantes en combinant nos savoir-faire et la compétence de nos équipes pour rendre ces solutions accessibles au plus grand nombre.

ENGIE est l'héritier d'une longue histoire industrielle qui s'est constamment attaché à répondre aux enjeux collectifs de l'époque : le développement d'infrastructures, la sécurité d'approvisionnement, l'accès à l'eau et à l'énergie, et l'efficacité énergétique. Aujourd'hui, en rendant possible la transition vers des scénarios zéro carbone, nous demeurons fidèles à nos valeurs et à notre raison d'être.

Isabelle Kocher, le comité exécutif et l'ensemble des équipes d'ENGIE peuvent compter sur mon soutien et celui du Conseil d'administration pour les accompagner dans la mise en œuvre de cette feuille de route ambitieuse.



ISABELLE KOCHER DIRECTEUR GÉNÉRAL

Au cours des trois dernières années, nous avons engagé un reprofilage d'ENGIE afin de tirer les bénéfices de la révolution énergétique portée par les 3D de la décarbonation, de la décentralisation et de la digitalisation. Malgré les indisponibilités de notre parc nucléaire, les résultats 2018 ont confirmé la tendance amorcée dès 2017 et la pertinence de notre repositionnement stratégique : le retour de notre Groupe sur le chemin d'une croissance organique positive, de l'ordre de 5%.

Cette première phase réussie nous permet d'envisager sereinement la poursuite de notre transformation, pour accompagner les mutations profondes du secteur de l'énergie et en saisir les opportunités économiques.

La conscience de l'urgence climatique progresse dans la société civile, les collectivités locales et les États ainsi que chez les investisseurs. La pression pour construire un monde zéro carbone se fait ainsi croissante. Elle s'accompagne des nouveaux besoins de sociétés toujours plus urbaines et digitalisées. Il en résulte une accélération marquée du développement de sources d'énergie propres, décentralisées, servies par des réseaux intelligents et permettant une consommation raisonnée.

La deuxième vague de la transition énergétique est désormais portée par les entreprises et les autorités publiques locales, qui prennent le relais des États. Elles entendent mener chacune leurs transitions zéro carbone. Dans ce contexte, la création de valeur résidera dans la capacité à apporter des réponses globales et compétitives à des besoins énergétiques complexes. ENGIE est parfaitement positionné pour cela.

Au service de cette ambition, nous nous spécialisons dans les offres à haute valeur ajoutée, sur-mesure, combinant les meilleures technologies. Nous nous appuyons sur deux points forts historiques du Groupe : notre capacité à gérer des infrastructures industrielles complexes, d'une part, et la connaissance de nos 30 000 clients, industriels et collectivités territoriales, d'autre part. Ces solutions intégrées dans une logique « as a service » permettent d'engager une transition zéro carbone compétitive. Elles constituent un potentiel économique considérable.

Nous disposons de trois leviers puissants pour concrétiser nos objectifs : le renforcement de la composante technologique et digitale de nos offres, une approche spécifique dédiée aux 500 plus grandes entreprises mondiales et des partenariats financiers pour démultiplier notre impact.

Nous allons aussi continuer à investir pour renforcer nos positions. Sur la période 2019-2021, les investissements atteindront un montant de 11 à 12 milliards d'euros dans les solutions clients, dans les renouvelables pour mettre en service 9 GW de capacités supplémentaires et dans les infrastructures. En parallèle au cours de la même période, nous prévoyons de céder 6 milliards d'euros d'actifs.

Avec un positionnement et une stratégie adaptés aux nouveaux enjeux du secteur énergétique, nous renforçons notre statut d'acteur central d'un monde orienté vers le zéro carbone, tout en offrant à nos actionnaires et à l'ensemble de nos parties prenantes une création de valeur accrue et une croissance soutenue, pour contribuer à un progrès plus harmonieux.

> « NOUS RENFORÇONS NOTRE STATUT D'ACTEUR CENTRAL D'UN MONDE ORIENTÉ VERS LE ZÉRO CARBONE »

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

Le présent Document de Référence 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 17 mai 2019 prévu aux articles L. 225-100 et L. 225-100-2 du Code de commerce et (iii) tous les éléments du rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Figure en Annexe du présent Document de Référence une table de concordance entre les documents mentionnés par ces textes et les rubriques correspondantes du présent Document de Référence.

Incorporation par référence

Conformément à l'article 28 du règlement européen n° 809/2004 du 29 avril 2004, le présent Document de Référence incorpore par référence les informations suivantes auxquelles le lecteur est invité à se reporter :

- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2017 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 185 à 202, et 203 à 340 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 28 mars 2018 sous le numéro D.18-0207 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2016 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 181 à 196, et 197 à 326 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2017 sous le numéro D.17-0220.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2018.

Les informations incluses dans ces Documents de Référence, autres que celles visées ci-dessus, sont, le cas échéant, remplacées ou mises à jour par les informations incluses dans le présent Document de Référence. Ces Documents de Référence sont accessibles dans les conditions décrites à la Section 7.4 «Documents accessibles au public» du présent Document de Référence.

Indications prospectives et données de marché

Le présent Document de Référence contient des indications prospectives, notamment à la Section 1.1.4 «Priorités stratégiques», à la Section 1.1.5 «Plan de transformation», à la Section 1.1.7 «Positions concurrentielles», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.1.3 «Objectifs financiers 2019». 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 la Section 2 «Facteurs de risque et contrôle».

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

Note

Dans le présent Document de Référence, 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 en Annexe au présent Document de Référence.

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

1

1

Présentation du Groupe

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe 6

1.1.1 Présentation générale 6
1.1.2 Histoire et évolution de la Société 6
1.1.3 Organisation 7
1.1.4 Priorités stratégiques 9
1.1.5 Plan de transformation 11
1.1.6 Faits marquants 2018 11
1.1.7 Positions concurrentielles 13

1.2 Chiffres clés 14

1.2.1 Indicateurs financiers 14
1.2.2 Indicateurs RSE 15

1.3 Présentation des activités du Groupe 16

1.3.1 Amérique du Nord 16
1.3.2 Amérique latine 17
1.3.3 Afrique/Asie 19
1.3.4 Benelux 22
1.3.5 France 23
1.3.6 Europe (hors France et Benelux) 26
1.3.7 Infrastructures Europe 28
1.3.8 Global Energy Management 31
1.3.9 Autres 31
1.3.10 Présentation des Métiers 34

1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 35

1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies 37

1.5.1 L'innovation 37
1.5.2 Recherche & Technologies 37

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe

1.1.1 Présentation générale

Le groupe ENGIE est un groupe mondial de référence dans l'énergie bas carbone et les services. Pour répondre à l'urgence climatique, son ambition est de devenir le leader mondial de la transition zéro carbone de ses clients, notamment les entreprises et les collectivités territoriales. Nous nous appuyons sur nos métiers clés (renouvelables, gaz, services) pour proposer des solutions compétitives clés en main *«as a service»*.

La décarbonation et la digitalisation se poursuivent, et la décentralisation accélère : les collectivités territoriales et les entreprises doivent répondre à l'urgence climatique et à l'impératif «zéro carbone». Une équation complexe qui requiert des investissements rentables et proactifs afin d'améliorer la performance et la qualité de vie de ces acteurs. Les entreprises de l'énergie sont ainsi confrontées à une nouvelle demande : rendre possible la transition zéro carbone de leurs clients. Le développement des solutions clients et des activités de production d'électricité «bas carbone» et d'infrastructures, couplé à un plan audacieux de rotation d'actifs (voir Section 1.1.5 «Plan de transformation»), a permis de transformer le Groupe pour le mettre en situation de devenir le *leader* mondial des solutions intégrées «zéro carbone».

La Société a son siège social 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie, France. Son numéro de téléphone est le +33 (0) 1 44 22 00 00. Elle est immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 542 107 651. Son code NAF est 3523Z.

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.

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.

Coté à Paris et Bruxelles, ENGIE est représenté dans les principaux indices (voir Section 5.1.1.1 «Capital social»).

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.

Créée initialement en 1946 sous la forme d'un EPIC (Établissement public à caractère industriel et commercial), la Société a été transformée en société anonyme pour une durée de 99 ans par 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, et dont les dispositions visaient à organiser l'évolution du statut de la Société.

Le 7 juillet 2005, la Société a ouvert son capital par voie d'introduction en bourse. La première cotation de l'action de la Société, sous son ancienne dénomination Gaz de France, 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, la Société 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, laquelle 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. À cette époque, la Compagnie de Suez, qui avait construit et exploité le canal de Suez jusqu'à sa nationalisation par le gouvernement égyptien en 1956, était une société holding possédant des participations diversifiées en Belgique et en France, en particulier dans les secteurs financiers et de l'énergie. Lyonnaise des Eaux était, pour sa part, une société diversifiée dans la gestion et le traitement de l'eau, les déchets, la construction, la communication et la gestion d'installations techniques. 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.

La Société 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 2012 l'acquisition des titres détenus par les actionnaires minoritaires d'International Power.

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

La Société réaffirme sa volonté de demeurer un partenaire stratégique de long terme et l'actionnaire de référence de SUEZ (anciennement SUEZ Environnement Company). Les principes directeurs des accords industriels et commerciaux entre la Société et SUEZ Environnement Company ont été entérinés en janvier 2013 et ont fait l'objet d'un accord-cadre entre les deux entreprises de la même façon qu'il aurait pu être conclu avec des tiers externes au Groupe. Ils portent sur la préférence réciproque, à conditions de marché, en matière d'achats/ventes, la poursuite de coopérations dans certaines activités industrielles, le développement d'éventuelles offres commerciales communes, la coopération en matière de développement durable, d'innovation et de recherche et développement.

Enfin, les deux sociétés ont signé début mars 2016 un contrat prévoyant l'apport par ENGIE à SUEZ (anciennement SUEZ Environnement Company) 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. Les principaux termes et conditions de cette opération, définis dans le contrat d'apport, sont détaillés en Section 4.1.7 «Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés».

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 nom de l'action cotée en bourse est également devenu ENGIE et son code mnémonique «ENGI», à compter du 31 juillet 2015.

1.1.3 Organisation

Pour relever le défi de la révolution énergétique mondiale et être plus proche de ses clients, ENGIE s'est doté, depuis le 1er janvier 2016, d'une organisation simplifiée, fondée sur une approche territoriale et décentralisée. Le Groupe est constitué de 23 entités opérationnelles (Business Units, BU) [1], de cinq Métiers et de différentes fonctions support et fonctions opérationnelles (voir le schéma d'organisation du Groupe ci-après).

Les BU 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 :
  - 11 BU géographiques en Europe et dans le monde (Afrique ; Amérique du Nord ; Amérique latine ; Asie Pacifique ; Benelux ; Brésil ; Chine ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie ; Royaume-Uni et Génération Europe) qui ont en charge, sous une autorité unique, le pilotage de l'ensemble des activités du Groupe dans la zone considérée ;
  - la France, compte tenu de sa taille et de la présence d'entités régulées, est traitée de manière particulière. Elle comporte huit BU dont quatre spécialisées dans les infrastructures gazières (transport ; distribution ; terminaux et stockage) et quatre liées aux activités BtoB, BtoC, Réseaux et Renouvelables ;
  - enfin quatre BU de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : les BU Hydrogène, Global Energy Management, Gaztransport & Technigaz (GTT) et Tractebel.

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

Cinq Métiers existent en complément de cette logique géographique : chaîne du gaz, production centralisée d'électricité, solutions décentralisées pour les villes et les territoires, solutions pour les entreprises et solutions pour les particuliers et les professionnels.

Des fonctions support et des fonctions opérationnelles complètent l'organisation et visent à renforcer l'action des Métiers pour développer les synergies dans le Groupe et soutenir les BU :

- les fonctions support sont constituées comme suit : Secrétariat Général ; Direction Financière ; Direction des Ressources Humaines Groupe ; Direction de la Stratégie Groupe ; Direction de la Marque et de la Communication Groupe ; Direction Global Care ; Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe ; Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise ; Direction de l'Immobilier Groupe ; Direction Management des Risques ; Direction de la Transformation ; Directions rapportant au Directeur Général (Direction Audit Interne ; Direction Institutions France et Territoires).
- les fonctions opérationnelles sont les suivantes : Direction *Sourcing* Stratégique et Achats ; ENGIE *Research* ; ENGIE Fab ; Direction *Integration Management Office* ; Direction *Business Development Oversight* ; Direction Opérationnelle des Projets.

Les Métiers, les fonctions support et les fonctions opérationnelles sont regroupés au sein du périmètre du *Corporate*.

Par ailleurs, l'entité Global Business Support regroupe les Centres de Services Partagés du Groupe en France et en Belgique. Elle couvre sept périmètres fonctionnels : les achats généraux et IT, la finance, les ressources humaines, l'immobilier et la logistique, les systèmes d'information, le consulting interne et le juridique.

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales contrôlées directement ou indirectement par la Société était d'environ 2 800 à fin 2018. En complément des listes figurant en Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés – Note 3 Principales filiales au 31 décembre 2018» 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 Investisseurs).

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 1.3 «Présentation des activités du Groupe».

(1) Une vingt-quatrième BU regroupe les activités holding et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

UNE ORGANISATION AU PLUS PRÈS DES CLIENTS ET DES TERRITOIRES

23 Business Units

11 BU en Europe et dans le monde

- Afrique
- Amérique du Nord
- Amérique latine
- Asie-Pacifique
- Benelux
- Brésil
- Chine
- Europe du Nord, du Sud et de l'Est
- Génération Europe
- Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie
- Royaume-Uni

8 BU en France



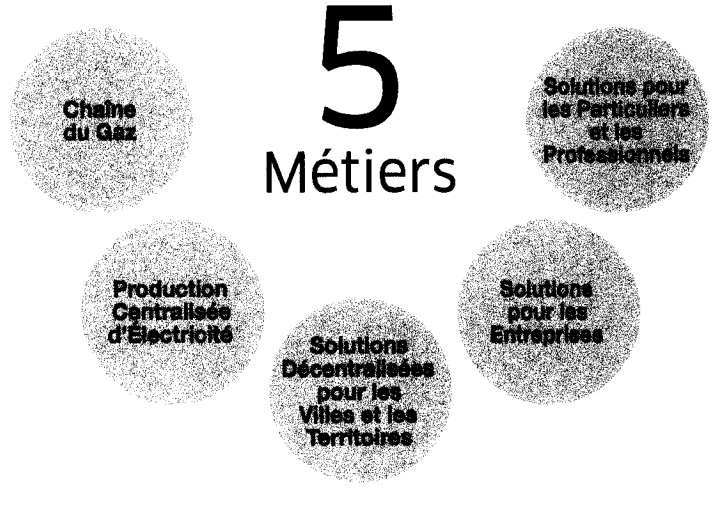
- Elengy
- France BtoB
- France BtoC
- France Renouvelables
- France Réseaux
- GRDF
- GRTgaz
- Storengy

4 BU globales

- Global Energy Management
- Hydrogène
- GTT
- Tractebel

Corporate

5 Métiers



Fonctions support

- Secrétariat Général
- Direction Financière
- Direction des Ressources Humaines Groupe
- Direction Global Care
- Direction de la Marque et de la Communication Groupe
- Direction Digital et des Systèmes d'Informations Groupe
- Direction de la Transformation
- Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise
- Direction de la Stratégie Groupe
- Direction de l'Immobilier Groupe
- Direction Management des Risques
- Directions rapportant au Directeur Général
  - —Direction Audit Interne
  - —Direction Institutions France et Territoires

Fonctions opérationnelles

- Direction Sourcing Stratégique et Achats
- ENGIE Research
- Direction Business Development Oversight
- Direction Opérationnelle des Projets
- ENGIE Fab
- Direction Knowledge Management
- Direction Integration Management Office

Global Business Support

1.1.4 Priorités stratégiques

Les mutations que connaissent les marchés sur lesquels évolue le Groupe sont de plus en plus concrètes alors que la deuxième vague de la transition énergétique émerge :

- la décarbonation et la digitalisation se poursuivent ;
- La deuxième vague de la transition énergétique émerge : les collectivités territoriales et les entreprises doivent répondre à l'urgence climatique et à l'impératif zéro carbone. En particulier les 500 plus grandes entreprises mondiales cherchent de plus en plus à concevoir et mettre en œuvre une stratégie zéro carbone ;
- La transition zéro carbone des entreprises et collectivités territoriales requiert des solutions sophistiquées intégrant des prestations variées : la stratégie, la conception, l'ingénierie, la construction d'actifs sobres en énergie, les plateformes numériques, l'exploitation, le financement et l'engagement de résultat.

Au cours des trois dernières années, ENGIE s'est profondément transformé en concentrant son développement sur trois activités : le gaz, les énergies renouvelables 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 et de s'imposer comme *leader* de la transition énergétique compétitive.

ENGIE affirme son ambition de devenir le *leader* mondial des solutions intégrées «zéro carbone».

Lors du *Capital Markets Day* qui s'est tenu le 28 février, le Groupe a présenté son ambition et ses orientations stratégiques pour la période 2019-2021 qui s'articulent autour de trois grandes priorités :

- **devenir le *leader* mondial des solutions intégrées «zéro carbone» en ciblant entreprises et collectivités territoriales** : ENGIE dispose désormais d'une capacité unique à intégrer l'ensemble des prestations (stratégie, conception, etc.) dans une offre «*as-a-service*» (clé en main) et à s'imposer sur le nouveau marché de la transition (zéro carbone) des entreprises et collectivités territoriales. Notamment sur le marché des 500 plus grandes entreprises mondiales, ENGIE se positionne en leader grâce à une démarche 360° qui vise à répondre aux besoins de ces entreprises en leur proposant une approche stratégique, compétitive, et un suivi solide de la performance ;
- **se spécialiser dans les offres à haute valeur ajoutée :**
  - **dans les solutions clients**, l'accélération de la croissance se fera à l'aide d'une gamme élargie de services incluant la cogénération sur site, les réseaux de chaleur et de froid, l'éclairage public, les panneaux solaires sur toitures et les stations de chargement de véhicules électriques. De manière concrète, ces solutions intègreront la prise en charge du financement des équipements des entreprises et des collectivités ;
  - **dans les infrastructures**, le Groupe continuera de dégager des rendements attractifs et des flux de trésorerie importants. En France, le prochain examen réglementaire des rendements est attendu pour 2020, et ENGIE continuera d'investir dans la conversion de ses réseaux aux gaz verts. ENGIE restera également attentif aux opportunités d'investissement dans les marchés dynamiques en développement ;
  - **dans les renouvelables**, ENGIE poursuivra le développement des contrats d'achat d'électricité de long terme (PPA) et l'approvisionnement 24h/24, 7j/7 en énergie verte, qui sont très demandés. À long terme, ENGIE compte jouer un rôle majeur dans les renouvelables de nouvelle génération, notamment l'éolien en mer et le gaz vert. D'ici 2021, le Groupe se fixe plusieurs objectifs : 50 % des nouveaux projets renouvelables seront directement dédiés aux usages des clients ; devenir l'un des leaders des PPA pour les entreprises ; être le leader mondial des PPA «verts» permettant un approvisionnement 24h/24 et 7 jours sur 7 ; ajouter 9 GW de capacités renouvelables additionnelles à son portefeuille de capacités ;
  - **dans ses autres activités de production d'électricité**, ENGIE poursuivra l'optimisation de ses actifs et la réduction de son empreinte carbone. Le Groupe diminuera ses capacités thermiques, en particulier ses capacités charbon et optimisera ses capacités gaz selon les exigences de ses clients, y compris via la combinaison de technologies telles que le dessalement et la cogénération. Les activités nucléaires d'ENGIE en Belgique se stabiliseront, avec un taux de disponibilité en croissance ;
  - **en matière de vente d'énergie**, ENGIE continuera d'accroître son portefeuille de clients particuliers et entreprises, notamment grâce à des offres innovantes et une meilleure qualité de service. Toutefois, sur le segment des clients particuliers, la rentabilité de ce portefeuille devrait être compensée par une forte pression sur les marges. Dans ce contexte, ENGIE a décidé de limiter ses ambitions de développement aux territoires dans lesquels le Groupe est déjà présent.
- **mobiliser des capacités clés dans le digital et l'agrégation de financement :**
  - le Groupe a déployé des plateformes digitales mondiales qui lui ont permis de renforcer sa compétitivité, et continuera d'enrichir le contenu logiciel de ses solutions afin de se démarquer en tant que fournisseur numéro un de logiciels dans le secteur de l'énergie ;
  - disposant par ailleurs d'un portefeuille de projets incomparable, d'un solide réseau de relations avec des investisseurs et de capacités exclusives de structuration, ENGIE fera de l'agrégation de financement une part essentielle de ses solutions intégrées ; le tout, au service, d'une part, de l'optimisation du coût du capital et donc de la compétitivité des offres, et d'autre part de l'accélération de la croissance d'ENGIE, tout en réduisant l'intensité capitalistique individuelle des projets. Ce modèle, appliqué par ENGIE depuis longtemps à ses activités thermiques et renouvelables, sera désormais mis en œuvre dans ses activités de Solutions Clients et d'autres projets innovants.

ENGIE renforce la sélectivité de ses offres et de ses critères d'investissement et concentre ses efforts de développement sur 20 pays et 30 métropoles. Il simplifie par ailleurs son reporting financier.

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 privilégiés 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 cohérent d'au moins 200 bps supérieurs au coût moyen pondéré du capital et de 400 bps supérieurs au coût des fonds propres.

Dans une volonté d'affiner l'empreinte géographique et l'allocation du capital, les priorités d'investissement du Groupe seront centrées sur vingt pays et trente métropoles en développement. L'objectif sera d'être parmi les trois premières entreprises dans ces géographies et de

densifier les opérations sur ces territoires. ENGIE sortira également d'environ 20 pays au cours des trois prochaines années en vue de concentrer ses efforts sur les géographies.

Par ailleurs, le reporting financier d'ENGIE sera simplifié. Il comportera un nombre réduit de segments géographiques et offrira une visibilité stratégique de la progression de chaque *business line* globale et des activités d'approvisionnement en énergie.

11 à 12 milliards d'euros d'investissements de croissance prévus sur la période 2019-2021.

ENGIE consacrera environ 4 milliards d'euros par an à des investissements de croissance et des acquisitions organiques de petite envergure sur la période 2019-2021, tandis que 6 milliards d'euros de cessions d'actifs sont attendus au cours de la même période. Le programme global de 11 à 12 milliards d'euros d'investissements se répartit comme suit : 4 à 5 milliards d'euros pour les Solutions Clients ; entre 2,3 et 2,8 milliards d'euros pour les Renouvelables, afin de parvenir aux 9 GW de capacités supplémentaires ; entre 3,0 et 3,3 milliards d'euros pour les Infrastructures.

ENGIE poursuivra la réduction de ses coûts internes et l'amélioration de sa rentabilité.

Un nouveau programme de performance pour la période 2019-2021 est lancé. Il repose sur des initiatives de réduction des coûts, utilisant différents leviers, dont les achats, la digitalisation et les centres de services partagés ; des opportunités d'amélioration du chiffre d'affaires et des marges découlant de l'optimisation des actifs d'ENGIE et des offres clients. L'impact global du programme est actuellement fixé à 800 millions d'euros, avec un résultat légèrement pondéré vers 2020 et 2021.

Une accélération soutenue des attentes d'ENGIE en matière de croissance des bénéfices.

Sur la base d'un ensemble d'hypothèses déterminantes, l'EBITDA du Groupe devrait progresser de 3,5 % à 6 % en moyenne chaque année sur la période 2018-2021. Le résultat opérationnel courant (ROC) du Groupe devrait quant croître en moyenne chaque année entre 6,5 % et 8,5 % sur la même période, des taux annuels basés sur les attentes suivantes en matière de croissance du ROC dans les business lines :

- **Solutions Clients** : Taux de Croissance Annuel Composé (TCAC) de 11-14%, soutenu par l'accélération du chiffre d'affaires et des solutions plus rentables adossées à des actifs ;
- **Infrastructures** : TCAC (4%) – (1%), compte tenu des révisions tarifaires des activités d'infrastructures en France attendues dès 2020 et des attentes de croissance sur les autres marchés ;
- **Renouvelables** : TCAC de 8-11%, soutenu par la mise en service de 9 GW de capacités supplémentaires d'ici 2021, ainsi que par la complexité et la rentabilité croissante de nos activités clients ;
- **Thermique** : (6%) – (3%), hors impact de la cession de Glow en Asie Pacifique, et compte tenu de l'optimisation continue du portefeuille de production d'électricité et des cessions axées sur les centrales charbon contractées et certains actifs merchant ;
- **Nucléaire** : ralentissement des pertes et neutralité du ROC attendus d'ici 2021 ;
- **Approvisionnement** : ROC à peu près stable attendu durant cette période.

La croissance d'ENGIE accélérera la croissance du résultat net et générera des dividendes attractifs pour les actionnaires (voir Section 6.1.1.1.3 «Objectifs financiers 2019»).

Dette nette du Groupe : le Groupe prévoit une dette nette financière de l'ordre de 20 milliards d'euros à fin 2021 (ratio sur EBITDA <2,5x) et une dette nette économique de l'ordre de 35 à 37 milliards d'euros (ratio sur EBITDA <4,0x). ENGIE réaffirme son intention de conserver la note de sa dette (A). Ces prévisions concernant la dette impliquent qu'il n'y aura aucun changement dans le cadre réglementaire et juridique actuel des activités nucléaires en Belgique.

Sur le plan des ressources humaines, le Groupe met en œuvre depuis 2014 un plan d'action ambitieux, afin de gagner en agilité, pour s'adapter aux évolutions de son environnement.

Il s'agit donc de créer les conditions pour que le Groupe délivre la stratégie en positionnant l'individu et le collectif au cœur des transformations. Les travaux ont été conduits autour de 3 axes stratégiques :

- 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.

Au sein d'ENGIE, la responsabilité environnementale et sociétale est fortement intégrée à l'élaboration de la stratégie de l'entreprise par le développement :

- du *sustainable business*, correspondant à l'identification et à la transformation des problématiques environnementales et sociétales en opportunités pour les métiers du Groupe ;
- du suivi des risques extra-financiers correspondant à la gestion des risques des activités et des installations du Groupe liés à l'environnement, l'acceptabilité locale et internationale, la santé-sécurité, la gestion des ressources humaines, l'éthique et la gouvernance.

ENGIE a notamment formalisé ses engagements par la publication en 2014 de sa politique de responsabilité environnementale et sociétale. En mai 2016, ENGIE a annoncé s'engager sur six nouveaux objectifs extra-financiers à horizon 2020 (voir Section 1.2.2. «Indicateurs RSE»).

Dans ce contexte, l'éthique tout comme la sécurité des personnes forment le socle commun de toute activité du Groupe.

1.1.5 Plan de transformation

Pour accélérer son virage stratégique, adapter son portefeuille d'activités à sa vision de long terme et déployer ses axes de développement, ENGIE a présenté en février 2016 un plan de transformation ambitieux sur trois ans. À fin 2018, ce plan est désormais parvenu à son terme.

Le premier axe de ce plan de transformation visait à redessiner et simplifier le portefeuille et reposait sur :

- un programme de rotation de portefeuille (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Au 31 décembre 2018, le Groupe a comptabilisé 14 milliards d'euros de cessions auxquels s'ajoutent 2,6 milliards d'euros comptabilisés début 2019 à la suite de la cession de la participation d'ENGIE dans Glow en Thaïlande, soit un total de cessions de 16,5 milliards d'euros ;
- un programme d'investissements (15 milliards d'euros d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018, dont 1 milliard pour des investissements liés au digital et à l'innovation). A fin 2018, 16,1 milliards ont été enregistrés (14,3 milliards net des produits de cessions dans le cadre de l'activité DBpSO dans le renouvelable).

Le deuxième axe consistait à investir dans l'innovation technologique et de *business models* et la transformation digitale pour préparer le futur.

L'efficacité opérationnelle et la compétitivité d'ENGIE étaient au cœur du troisième axe du plan de transformation. Un programme de performance, *Lean 2018*, a été lancé en janvier 2016 pour améliorer de façon durable la performance du Groupe. L'objectif fixé initialement était d'obtenir des économies récurrentes sur les coûts ayant un impact cumulé net sur l'EBITDA de 1 milliard d'euros à horizon 2018. Cet objectif a été réhaussé à 1,3 milliard d'euros d'économies, niveau qui a été atteint fin 2018 avec en particulier 304 millions d'euros de gains sur l'année 2018. Pour atteindre leurs objectifs, adaptés à leurs situations, les BU ont eu recours à trois grandes familles de leviers : les opérations, les fonctions support et les achats.

Lors du *Capital Markets Day* du 28 février 2019, le Groupe a annoncé un nouveau plan de performance *Lean 2021*, couvrant la période 2019-2021. L'impact global attendu du programme *Lean 2021* est actuellement fixé à 800 millions d'euros avec un résultat légèrement pondéré vers 2020 et 2021.

Le quatrième axe a consisté à mener une transformation interne du Groupe afin de faire d'ENGIE un Groupe plus agile et plus connecté, d'attirer les talents de demain et de créer un environnement favorable pour le développement des collaborateurs.

1.1.6 Faits marquants 2018

Porté par ses métiers stratégiques, ENGIE a obtenu de nombreux succès industriels :

Production d'électricité Renouvelable et Thermique contracté

En France, le Groupe a confirmé sa position de N°1 dans le solaire et l'éolien en remportant 230 MW lors du dernier appel d'offres gouvernemental et par l'acquisition d'un portefeuille de projets de 1,8 GW (acquisition de LANGA, 1,3 GW ; acquisition de SAMEOLE, 500 MW). Par ailleurs, la société FEIH, détenue conjointement par ENGIE et Crédit Agricole Assurances, a atteint 1,5 GW de capacités solaires et éoliennes installées début 2019.

Aux Etats-Unis, ENGIE a acquis Infinity Renewables et est ainsi devenu un leader dans le développement de parcs éoliens. La société a déjà développé 1,6 GW de capacités et possède un portefeuille de projets de 8 GW à divers stades de développement. En Inde, le Groupe a mis en service le parc solaire de Mirzapur et a atteint 1 GW de capacités renouvelables (éolien et solaire, installées ou en construction) en remportant un nouveau projet éolien de 200 MW. En Espagne, le Groupe a annoncé le développement de 9 parcs éoliens d'une capacité totale de 300 MW, aux côtés de partenaires. Au Sénégal, ENGIE a été retenu pour le développement de 2 parcs solaires d'une puissance totale de 60 MW.

ENGIE a également mobilisé son expertise pour apporter à ses clients des solutions renouvelables sophistiquées, de par leur technologie ou lorsqu'elles sont conçues sur-mesure pour répondre aux besoins spécifiques. Dans l'éolien en mer en France, les deux projets d'ENGIE (Le Tréport et les îles d'Yeu et Noirmoutier) ont été confirmés en juillet 2018 par le Président de la République ; les premières autorisations ont été obtenues en octobre pour les parcs des îles d'Yeu et Noirmoutier et le 26 février 2019 pour le projet de parc éolien en mer posé au large de Dieppe - Le Tréport.

Début 2019, ENGIE a mis en service la centrale solaire thermodynamique de Kathu, l'un des plus grands projets d'énergie renouvelable en Afrique du Sud. Cette centrale solaire thermodynamique à concentration (CSP) possède une capacité de 100 MW et permet, via un système de stockage à sel fondu, de stocker 4,5 heures d'autonomie.

Par ailleurs, le Groupe a annoncé le développement de centrales solaires de petite capacité, d'une part sur l'ensemble des centres de stockage et de recyclage de déchets en France de SUEZ pour une puissance totale estimée à 1 GW, et d'autre part aux côtés de GreenYellow sur les surfaces «fatales» que constituent les toitures et parkings. De plus, en Norvège, ENGIE a signé les accords financiers pour un projet de parc éolien de 208 MW dont l'énergie produite sera vendue au fabricant d'aluminium Hydro, dans le cadre d'un contrat long terme de 25 ans.

Au Mexique et au Chili le Groupe a développé son offre d'électricité verte pour les entreprises et signé avec le producteur d'acier Gerdau un contrat d'approvisionnement long terme de 15 ans. L'électricité fournie proviendra de nouveaux contrats d'approvisionnement adossés à une centrale photovoltaïque de 130 MW.

Enfin, en mars 2019, ENGIE a annoncé la finalisation de la cession de Glow en Asie-Pacifique.

Infrastructures

En France, le Groupe a inauguré à Dunkerque le premier démonstrateur d'injection d'hydrogène vert dans le réseau de distribution de gaz (projet GRHYD), et a annoncé qu'il mobiliserait 800 millions d'euros dans les cinq prochaines années pour développer les gaz verts. Au Brésil, le Groupe a signé le contrat de concession de la ligne de transmission électrique de Gralha Azul.

Solutions Clients

ENGIE a renforcé son positionnement sur les Solutions Clients dans plusieurs régions du monde.

En Europe, ENGIE s'est développé dans les services aéroportuaires avec l'acquisition de la société Priora FM SA, spécialisée dans la gestion des bâtiments et des infrastructures et le *facility management*. En Allemagne, le Groupe a confirmé sa position de leader des services techniques aux bâtiments avec l'acquisition d'Otto Luft-und-Klimatechnik début 2019. Le Groupe a également continué de développer son activité de maintenance nucléaire avec le rachat par sa filiale ENDEL de la filiale spécialisée de SUEZ, ex-SRA SAVAC.

Aux Etats-Unis, ENGIE a acquis Unity international, société d'installation en génie électrique basée à New York City. En Amérique latine, ENGIE a renforcé son offre de services avec l'acquisition de CAM (Compañía Americana de Multiservicios), leader des services d'installation, d'exploitation et d'entretien dans les secteurs de l'électricité et des télécommunications.

Au cours de l'année 2018, ENGIE a aussi poursuivi ses investissements dans les technologies décentralisées innovantes, avec l'acquisition d'Electro Power Systems, devenu ENGIE EPS, pionnier des solutions de stockage hybrides et des mini-réseaux, et de SoCore aux Etats-Unis, qui offre des solutions solaires intégrées aux villes, aux collectivités et aux entreprises.

Le Groupe a également remporté plusieurs contrats emblématiques auprès des villes et des collectivités, dans le domaine des villes intelligentes. En France, ENGIE va ainsi créer une plateforme de données et de modélisation 3D pour la région Île-de-France, appelée «Smart Plateforme 2030». En Australie, le Groupe a signé un partenariat avec Greater Springfield pour en faire l'une des premières villes à énergie positive du pays. En Roumanie, ENGIE a acquis Flashnet, une entreprise IoT spécialisée dans l'éclairage public intelligent.

Dans le domaine de la mobilité verte, ENGIE a inauguré en France la plus importante flotte utilitaire hydrogène ainsi que la première station multi-carburants alternatifs. Le Groupe s'est également associé à la société Arval pour lancer en Europe une offre de mobilité électrique verte dans laquelle ENGIE s'occupera de l'installation et la maintenance des points de recharge. Début 2019, au Chili, le Groupe a signé un contrat pour fournir 100 bus électriques à la ville de Santiago.

Sur le marché des Campus & Universités, ENGIE a remporté au Royaume-Uni un contrat important pour la rénovation et la gestion des bâtiments de l'Université de Kingston à Londres. De plus, aux Etats-Unis, pour servir le campus de médecine de Longwood, à Boston, le Groupe a fait l'acquisition d'un micro réseau d'électricité, de chaleur et de froid.

Afin d'apporter des solutions adaptées aux besoins des clients particuliers, ENGIE a enrichi en France son offre d'autoconsommation solaire avec une solution modulaire de batteries qui peuvent être associées à des panneaux photovoltaïques, et a lancé une offre de chaudière gaz performante à 1 euro pour les ménages les moins aisés. Par ailleurs, le Groupe a investi dans HomeBiogas, une start-up israélienne qui a développé un digesteur permettant aux particuliers, dans de nombreux pays, de transformer leurs déchets organiques en gaz pour la cuisson et en engrais liquide. Enfin, avec l'acquisition de Vol-V Biomasse signée le 26 février 2019, ENGIE devient le 1er producteur de biométhane en France.

Autres faits marquants du Groupe

10 janvier 2018 : ENGIE établit un nouveau record en matière d'obligations hybrides avec le coupon le plus bas encore jamais atteint par un Corporate et sa première émission hybride sous format Green pour un montant de 1 milliard d'euros ;

18 mai 2018 : A l'issue de l'Assemblée générale de ses actionnaires qui a marqué la fin du mandat et de la présidence de Gérard Mestrallet et la désignation de Jean-Pierre Clamadieu en tant qu'administrateur indépendant, le Conseil d'administration d'ENGIE s'est réuni et a nommé à l'unanimité Jean-Pierre Clamadieu Président du Conseil d'administration. Il a également nommé Gérard Mestrallet Président d'Honneur du Groupe ;

18 mai 2018 : ENGIE prend acte de la décision du Conseil d'Etat sur sa requête, publiée le 18 mai 2018, jugeant que les tarifs réglementés de vente d'électricité en France sont contraires au droit européen, en l'absence de mécanisme de réexamen périodique et compte tenu de leur application trop large englobant les clients particuliers mais également les clients professionnels ;

20 juin 2018 : ENGIE prend note du sens de la décision de la Commission européenne rendue le 20 juin 2018 à l'encontre du Luxembourg (cette dernière porte sur deux décisions anticipatives fiscales de 2008 et 2010 relatives au traitement fiscal d'opérations de financement d'activités du Groupe au Luxembourg) ;

13 juillet 2018 : ENGIE, en partenariat avec Nexity, projette de créer son futur campus au sein d'un éco-quartier exemplaire sur le territoire de Paris La Défense ;

03 août 2018 : Bilan de l'opération « Link 2018 » : lancé par ENGIE le 15 février 2018 et finalisé le 2 août, le plan d'actionnariat salarié Link 2018 a permis à plus de 40 000 salariés du Groupe dans 18 pays de participer, pour une souscription totale qui s'élève à 340 millions d'euros, correspondants à 33 millions d'actions. Les actionnaires salariés détiennent désormais plus de 4 % du capital d'ENGIE ;

18 septembre 2018 : ENGIE 1ère utility de l'indice Dow-Jones Sustainability Index World. ENGIE voit sa performance RSE de nouveau reconnue par l'agence de notation extra-financière RobecoSAM qui confirme en 2018 l'appartenance du Groupe aux indices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World et Europe ;

11 décembre 2018 : ENGIE confirme son intention de rester l'actionnaire de référence de SUEZ et est prêt à renforcer les coopérations industrielles et commerciales entre les deux groupes ;

18 janvier 2019 : ENGIE a émis, le 17 janvier, le premier emprunt obligataire hybride de l'année 2019, d'un montant d'1 milliard d'euros, sous format Green bond.

14 mars 2019 : ENGIE annonce la finalisation de la cession de Glow en Thaïlande pour un montant de 2,6 milliards d'euros.w

1.1.7 Positions concurrentielles (1)

La production et la commercialisation de l'électricité, ainsi que la commercialisation du gaz, sont des secteurs d'activités largement ouverts à la concurrence en Europe. Ils restent cependant réglementés, de manière différenciée selon les pays, notamment en ce qui concerne les prix de vente d'énergie aux particuliers. Les activités constituant des monopoles naturels – comme le transport et la distribution de l'électricité et dans une large mesure de gaz – sont plus étroitement encadrées par les régulateurs nationaux et les règles européennes.

Ailleurs dans le monde, à quelques exceptions près, les acteurs privés opèrent souvent dans le cadre de contrats à long terme établis à l'issue d'appels d'offres.

ENGIE est un leader européen et mondial dans les domaines de l'électricité et du gaz naturel :

- en Europe, ENGIE est parmi les premiers vendeurs et importateurs de gaz ;
- le Groupe est le premier opérateur d'infrastructures gazières en Europe avec un portefeuille comprenant réseaux de transport, réseaux de distribution, stockage et terminaux GNL ;
- en électricité renouvelable, 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. Le Groupe compte parmi les principaux acteurs en Europe en matière de production électrique ;
- dans le monde, ENGIE fournit du gaz et de l'électricité, par le biais de 21 millions de contrats, à des clients finaux dont près de la moitié se situe hors de France.

Ce *leadership* mondial et européen est conforté par un ancrage domestique franco-belge fort :

- en France, ENGIE est le *leader* historique de la commercialisation de gaz et le deuxième producteur et fournisseur d'électricité. Dans les énergies renouvelables, ENGIE est le deuxième opérateur hydraulique et le premier dans l'éolien et le solaire réunis ;
- en Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le premier producteur et fournisseur d'électricité et est fournisseur de gaz naturel.

Le Groupe est également parmi les *leaders* européens des services à l'énergie BtoB en France, en Belgique, aux Pays-Bas, en Suisse et en Italie. ENGIE bénéficie d'une position forte en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni à la fois dans les réseaux de chaleur et le *facility management*. Il s'appuie sur ses bases de développement en Europe centrale, en Asie, en Amérique du Nord, en Amérique latine, au Moyen-Orient et en Afrique. Le Groupe est 1er en Europe pour les services d'efficacité énergétique, second pour l'installation, et 9e dans les services intégrés. Dans le monde, ENGIE est 3e pour les réseaux de chaleur (en TWh) et 1er pour les réseaux de froid.

Dans les nouvelles activités, ENGIE a pris une position de *leader* dans chacun des nouveaux segments de l'énergie distribuée (1er dans les micro-réseaux et micro-réseaux isolés) ainsi que dans les installations solaires pour les clients industriels et commerciaux.

Dans la mobilité verte, ENGIE est 2e mondial pour le nombre des points de rechargement de véhicules électriques installés, et 7e pour les points de recharge des véhicules au gaz naturel.

(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).

1.2 Chiffres clés

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2014 publié	2014 retraité [a]	2015	2016	2016 retraité [e]	2017	2017 retraité [f]	2018
1. Chiffre d'affaires	**74 686**	**74 686**	**69 883**	**66 639**	**64 840**	**65 029**	**59 576**	**60 596**
dont réalisé hors de France	46 852	46 852	44 817	41 693	39 942	39 307	34 325	35 612
2. Résultat								
EBITDA	12 138	12 133	11 262	10 689	9 491	9 316	9 199	9 236
• Résultat opérationnel courant yc résultat net des entreprises mises en équivalence	7 161	7 156	6 326	6 172	5 636	5 273	5 172	5 126
• Résultat net part du Groupe	2 440	2 437	(4 617)	(415)	(415)	1 423	1 320	1 033
• Résultat net récurrent part du Groupe	3 125	2 725	2 588	2 477	2 477	2 662	2 518	2 425
• Résultat net récurrent des activités poursuivies part du Groupe	3 125	2 725	2 588	2 477	2 430	2 372	2 233	2 458
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	8 751	8 751	10 383	10 174	10 174	9 309	9 335	7 873
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	11 776	11 771	10 942	10 263	9 117	8 305	8 150	8 464
Flux issus de l'investissement [b]	(3 939)	(3 939)	(6 230)	(3 655)	(3 655)	(5 157)	(5 171)	(6 095)
Flux issus du financement [b]	(4 973)	(4 973)	(3 295)	(6 034)	(6 034)	(4 725)	(4 734)	(1 928)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe [b]	**49 257**	**49 548**	**43 078**	**39 578**	**39 578**	**36 639**	**36 282**	**35 551**
Capitaux propres totaux [b]	55 959	55 981	48 750	45 447	45 447	42 577	42 122	40 941
Endettement net [b]	27 511	27 511	27 727	24 807	24 807	22 548	22 520	21 102
Endettement net *hors dette interne*/EBITDA	2,27	2,27	2,46	2,32	2,43	2,25	2,26	2,28
Total bilan	165 305	165 304	160 658	158 499	158 499	150 332	150 141	153 702
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [c]	2 366 768 979	2 366 768 979	2 392 150 727	2 396 131 620	2 396 131 620	2 395 732 581	2 395 732 581	2 396 308 756
• 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 [b] [c]	1,00	1,00	(1,99)	(0,23)	(0,23)	0,53	0,49	0,37
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [b] [c]	1,32	1,12	1,02	0,97	0,97	1,05	0,99	0,95
• Dividende distribué [d]	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	0,70	0,70	0,75
6. Effectifs moyens totaux	**236 185**	**236 185**	**241 913**	**241 509**	**239 710**	**238 216**	**238 029**	**249 795**
• Sociétés en intégration globale	150 589	150 589	155 494	153 950	152 175	151 667	151 480	158 505
• Sociétés en intégration proportionnelle	769	769	777	764	764	685	685	780
• Sociétés mises en équivalence	84 827	84 827	85 642	86 795	86 771	85 864	85 864	90 510

(a) Données au 31 décembre 2014 retraitées en raison de l'application rétrospective d'IFRIC 21 (voir Note 1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2015).

(b) Données incluant E&P y compris en 2016 et 2017.

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

(d) 2018 : proposé y compris l'acompte de 0,37 euro payé en octobre 2018 ; hors dividende exceptionnel de 0,37 euros par action soumis à l'AGO, soit un total de 1,12 euros par action.

(e) 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.

(f) 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.

1.2.2 Indicateurs RSE

La performance de Responsabilité Sociétale d'Entreprise du Groupe se fonde sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (indicateurs, *reporting*, revues de performances, notations RSE).

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration («CEEDD») définit le périmètre des politiques engagées, des perspectives et des plans d'actions dans le domaine de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise. Le Comité Exécutif («Comex») statue sur les orientations dans le domaine (voir Section 4 «Gouvernance»). Le Comité Exécutif de la RSE Groupe veille à la préparation des plans d'actions annuels, suit leur mise en œuvre, capitalise sur les expériences des différentes entités et l'échange sur les positionnements majeurs.

Un bilan RSE est présenté chaque année au Comex pour approbation et orientation pour le futur, puis au CEEDD afin de rendre compte de l'état d'avancement de l'application de la politique et de l'atteinte des objectifs RSE du Groupe. En réponse aux mutations du secteur de l'énergie et à l'intégration progressive des volets environnementaux et sociétaux dans les attentes de ses parties prenantes, ENGIE s'est fixé en 2016 six nouveaux objectifs RSE à horizon 2020 :

- un taux de satisfaction de 85% de ses clients BtoC ;
- une part de 25% d'énergies renouvelables dans le portefeuille des capacités de production d'électricité du Groupe ;
- une réduction de -20% du ratio d'émission de CO_2 pour la production d'énergie, par rapport à 2012 ;
- un taux de 100% des activités industrielles du Groupe couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec ses parties prenantes, ce mécanisme étant fondé sur des rencontres régulières avec les ONG et les associations, ainsi que sur le développement de partenariats de long terme en lien avec les activités du Groupe ;
- un taux de 25% de femmes dans les effectifs du Groupe ;
- un taux de fréquence interne des accidents du travail inférieur à 3.

Les résultats 2018 des indicateurs relatifs aux objectifs RSE, sont présentés dans le tableau suivant.

Thème	Indicateur	Objectif 2020	Résultats 2016	Résultats 2017	Résultats 2018
Satisfaction Client	Taux de satisfaction de nos clients BtoC	> 85%	81%	83%	81%
Renouvelables	Part d'énergie renouvelable dans le mix des capacités de production d'électricité [1]	> 25%	19,5%	23,1%	23,7%
Emissions GES	% de réduction du ratio d'émission de CO_2 équivalent pour la production d'énergie par rapport à 2012 [2]	-20% (354,4 [3])	-11,3% (392,8 [3])	-18,1% (363,0 [3])	-28,7% (315,8[3])
Dialogue avec les parties prenantes	% des activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation	100%	20%	48%	53%
Mixité	% de femmes dans l'effectif du Groupe	> 25%	21,9%	22,2%	21,1%
Santé et Sécurité	Taux de fréquence interne des accidents de travail	< 3 [4]	3,6	3,3	3,4

(1) Consolidées à 100%.
(2) Émissions spécifiques de CO_2 éq de scope 1 des entités contrôlées et exploitées par le Groupe (reporting environnemental).
(3) kg CO_2 éq/MWh
(4) Au périmètre 2015

Le Groupe atteint un taux de satisfaction globale de ses clients BtoC de 81 %, sur les 13 principaux pays où le Groupe est présent commercialement auprès de clients particuliers ou professionnels. La légère baisse par rapport à 2017 est due à un changement méthodologique d'interrogations des clients qui se pratiquent de plus en plus par courriel que par téléphone.

Concernant les objectifs environnementaux, ENGIE affiche en 2018 une augmentation de 0,6% de son taux de capacités installées en énergies renouvelables par rapport à l'année précédente et une diminution de 10,6% de son taux de réduction de ses émissions spécifiques de CO_2 par rapport à l'année dernière (voir Section 3.5.4.1 «Le changement climatique»). L'objectif de réduction des émissions spécifiques de CO_2 que le Groupe s'était fixé à 20% est atteint avec deux ans d'avance en raison de la sortie en cours des actifs charbons. Les capacités installées de production d'énergie à partir de charbon fin 2018 s'élèvent à 7,2 GW. Elles ont baissé de 7,9 GW par rapport à fin 2015 et ne représentent plus que 6,9% des capacités installées globales du Groupe à fin 2018.

Le dispositif structuré de dialogue avec les parties prenantes a continué à être déployé en 2018 conduisant à un pourcentage d'activités industrielles du Groupe ayant établi leur conformité au référentiel associé à ce dialogue de 53% en progression par rapport à 2017.

ENGIE affiche en 2018 un taux de mixité dans les effectifs du Groupe de 21,1%, en légère baisse par rapport à 2017 et un taux de fréquence des accidents de salariés de 3,4 en légère hausse par rapport à 2017 (voir Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»). Les cessions et acquisitions du Groupe liés à sa volonté d'accélérer sa transformation des activités a eu cette année un impact significatif sur ces deux indicateurs.

Pour ses projets d'investissement, le Groupe utilise des critères en prenant en compte l'éthique, les émissions de CO_2, l'impact social, les ressources humaines, la gestion environnementale des écosystèmes, la concertation avec les parties prenantes, les achats locaux ainsi que la santé et la sécurité. Par ailleurs le Groupe prend en compte un prix interne du CO_2 dans son processus de décision des nouveaux projets.

Les *reportings* social (voir Section 3.4), environnemental (voir Section 3.5) et sociétal du Groupe (voir Section 3.6) donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs vérifiés par un organisme tiers indépendant (voir Section 3.8).

Concernant les notations extra-financières, ENGIE voit sa performance RSE de nouveau reconnue par l'agence de notation extra-financière RobecoSAM qui confirme en 2018 l'appartenance du Groupe aux indices Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World et Europe.

L'évaluation 2018 positionne le Groupe comme «*industry leader*» de son secteur (*Multi and Water Utilities*) avec une note de 82 sur 100.

Le Groupe continue d'être présent dans les quatre indices Euronext Vigeo Eiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20. En 2018, le Groupe a été évalué par l'agence Sustainalytics et a obtenu une note de 70/100 en amélioration de 6 points par rapport à la notation précédente de 2015 et le positionnant en «*Average Performer*».

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2018, le Groupe a maintenu sa position dans la «*A-list*» des entreprises reconnues pour leur *leadership* en matière de stratégie et d'actions en faveur de la lutte contre le changement climatique.

En conclusion, le Groupe affiche de très bonnes notations RSE avec des performances supérieures au secteur pour RobecoSAM, MSCI, CDP Climat, CDP Water et Ecovadis.

1.3 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de son organisation dont une présentation détaillée figure en Section 1.1.3 «Organisation», ENGIE est composé de 23 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 et présente une information sectorielle organisée autour de neuf secteurs reportables (voir Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés» – Note 7 «Information sectorielle»).

Dans cette présente section, la présentation des activités et des actifs économiques stratégiques du Groupe est principalement structurée en fonction de l'information financière. Les neuf premières sous-sections correspondent aux secteurs reportables (constitués d'une ou plusieurs BU), et la dixième sous-section présente les 5 Métiers du Groupe.

1.3.1 Amérique du Nord

Le secteur reportable Amérique du Nord 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	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	3 383	2 964	+14,1
EBITDA	224	224	+0,1

1.3.1.1 Missions & Stratégie

La BU Amérique du Nord considère les clients BtoB et BtoT comme les moteurs de la transition énergétique, exigeant des solutions écologiques plus sophistiquées et durables. Sa stratégie est de fournir de l'énergie aussi propre que possible à ses clients tout en les aidant à consommer celle-ci plus efficacement. La BU a l'ambition, en tant que futur partenaire, de leur fournir des solutions notamment en :

- développant son *leadership* en matière de production d'énergie renouvelable afin de répondre aux demandes croissantes d'énergie propre des clients BtoB et BtoT (contrats d'achat d'énergie verte *corporate*) ;
- élargissant son empreinte géographique à des zones où la BU pourra répondre aux besoins croissants de nouvelles solutions énergétiques telles que les solutions de production décentralisée, l'efficacité énergétique, la conception-réalisation et la gestion des installations ou encore les contrats d'achat d'énergie verte *corporate* ;
- ciblant des secteurs clés tels que la santé, les écoles, les universités, les industries, les aéroports et les *data centers* où la BU pourra assurer aussi bien la gestion des locaux que du réseau d'énergie local.

(1) Une vingt-quatrième BU regroupe les activités holdings et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

1.3.1.2 Description des activités

L'organisation de la BU a été modifiée le 1er janvier 2018 pour refléter sa stratégie, qui consiste à se concentrer sur un portefeuille d'activités spécifiques couvrant une large zone géographique et avec une forte orientation client. Les activités opérationnelles sont organisées en cinq grands secteurs d'activités :

- l'entité en charge de l'optimisation des actifs a pour objectif de gérer les actifs de production d'électricité en cours d'exploitation, les contrats du segment BtoT ainsi que l'activité ENGIE Storage ;
- l'entité en charge de la gestion énergétique a pour objectif d'augmenter les ventes croisées et la vente de solutions intégrées au sein du segment BtoB ;
- l'entité en charge des services énergétiques a pour objectif de consolider la gamme d'activités de services tout en veillant à développer les synergies opérationnelles pouvant émerger d'acquisitions et du partage des bonnes pratiques dans la fourniture de services aux clients BtoB et BtoT ;
- *gas & think energy* sont regroupées, reflétant une transformation profonde de ces activités ;
- l'entité en charge du développement commercial développe et construit les portefeuilles de projets d'énergie renouvelable nouvellement acquis par SoCore et Infinity en parallèle de ses activités historiques.

Le programme de rotation d'actifs est quasiment clôturé suite à la finalisation de la cession des actifs thermiques *merchant* (février 2017) et à la cession des activités opérationnelles *Utility* (janvier 2018) et du terminal GNL Everett (octobre 2018).

En ce qui concerne les acquisitions, la BU a connu au cours de l'année une forte croissance avec notamment les acquisitions d'Infinity (développeur de projets éoliens), SoCore (développeur d'installations solaires), Talen (services BtoB), Unity (installations électriques), Donnelly (chauffage, ventilation et climatisation) et d'importants contrats BtoT comme LMEC (Longwood Medical Energy Collaborative).

Les évolutions régulatoires en 2018 dans la région Amérique du Nord, y compris les taxes imposées sur les biens importés de Chine notamment les panneaux solaires, ont eu un impact limité sur les activités d'ENGIE.

1.3.2 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	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	4 639	4 383	+5,8
EBITDA	1 775	1 709	+3,8

1.3.2.1 Amérique latine (hors Brésil)

1.3.2.1.1 Missions & Stratégie

Le rôle de la BU Amérique latine dans les cinq pays où ENGIE intervient actuellement (Chili, Pérou, Mexique, Colombie et Argentine) est de développer :

- les solutions de *sourcing* en énergie :
  - l'approvisionnement en électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelable (photovoltaïque et éolien terrestre) et de centrales thermiques ;
  - la fourniture de gaz par le biais de contrats d'approvisionnement (GNL et gazoduc) ainsi que la gestion des infrastructures gazières telles que les terminaux de regazéification et les réseaux de transport et de distribution ;
- les services énergétiques.

La BU Amérique latine est impliquée dans le développement de nouvelles solutions, notamment *via* ENGIE *Factory* (incubateur et accélérateur de *start-ups* dans le domaine de l'énergie) et le développement des segments BtoB, BtoC et BtoT.

1.3.2.1.2 Description des activités

Au **Pérou**, ENGIE détient une participation de 61,77% dans ENGIE Energia Peru, une société de production d'électricité d'une puissance installée de 2 456 MW. ENGIE Energia Peru est le premier opérateur du pays avec une part de marché d'environ 20% en termes de capacité installée. Les actions ENGIE Energia Peru sont cotées à la bourse de Lima.

En outre, ENGIE opère dans le secteur des services par l'intermédiaire de la société ENGIE Services Peru. L'entité, créée en 2015, est spécialisée dans les services multi-techniques du bâtiment. ENGIE Services Peru offre également des solutions de production et de distribution d'énergie solaire en milieu rural.

Au **Chili**, ENGIE détient une participation de 52,76% dans ENGIE Energia Chile (anciennement E-CL). Cette société, cotée à la bourse de Santiago, est le plus important producteur d'électricité du nord du Chili avec une puissance installée de 1 971 MW et un réseau de 2 293 km de lignes de transport. Également dans le domaine du transport d'électricité, ENGIE détient 50% de la société TEN qui exploite 600 km de ligne interconnectant le Nord et le Centre du Chili et dont la mise en service a eu lieu en novembre 2017.

Dans le domaine du gaz, ENGIE détient une participation de 63% dans GNL Mejillones, un terminal de regazéification de GNL d'une capacité de 5,5 Mm^3/jour et 100% dans ENGIE Gas Chile et ENGIE Stream Solutions Chile, deux sociétés dédiées à la commercialisation du gaz naturel via des pipelines de distribution et des camions de GNL.

Dans le secteur des services, ENGIE (par l'intermédiaire de sa filiale ENGIE Services Chile) fournit essentiellement des services de maintenance industrielle mais également des services multi-techniques d'ingénierie et d'installation de systèmes de chauffage, ventilation et climatisation ainsi que des solutions en automatisation et instrumentation, à un large éventail de clients dans les secteurs minier, commercial et énergétique partout au Chili.

Au **Mexique**, ENGIE dirige six entreprises locales de distribution fournissant du gaz naturel à plus de 500 000 clients *via* un réseau de 11 500 km et trois sociétés de transport de gaz exploitant plus de 1 300 km de gazoducs.

Suite à la réforme du secteur de l'énergie, principalement axée sur le développement des énergies renouvelables, ENGIE a remporté 6 projets (4 parcs solaires et 2 parcs éoliens) lors d'appels d'offres nationaux en 2016 et 2017 pour un total de 897 MW. De plus, en octobre 2018, ENGIE a signé un contrat d'achat d'électricité d'une durée de 15 ans pour fournir de l'énergie renouvelable au producteur d'acier Gerdau. À cet effet, le Groupe développe une centrale photovoltaïque de 130 MW dans l'État de Sonora.

En **Argentine**, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas, une société de distribution de gaz qui compte plus de 720 000 clients. Par ailleurs, le Groupe détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), société de conseil et de vente d'électricité et de gaz. Enfin, ENGIE détient également une participation (*via* ENGIE Energia Chile) dans Gasoducto NorAndino, un gazoduc d'environ 1 000 km entre l'Argentine et le Chili.

En décembre 2018, ENGIE Amérique latine, par le biais de ses sociétés opérationnelles ENGIE Services Chile et ENGIE Services Peru, a acquis CAM Chile et CAM Peru, un fournisseur de services leader dans le domaine des services d'installation, d'exploitation et de maintenance pour l'électricité et les télécommunications.

1.3.2.2 Brésil

1.3.2.2.1 Missions & Stratégie

La mission de la BU Brésil consiste à fournir des solutions innovantes et durables en matière d'énergie et de services aux particuliers, 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 : 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, 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 : devenir un acteur important dans les services à l'énergie au Brésil, en se focalisant sur les sites industriels et commerciaux, et les territoires ;
- 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.

1.3.2.2.2 Description des activités

- Production d'énergie centralisée : ENGIE Brasil Participações (EBP) est la holding des activités de ENGIE (68,7% du capital) au Brésil. EBP détient des actifs de production électrique dans les 2 sociétés EBE et ESBR totalisant une capacité installée de 9 356 MW en activité (dont les centrales hydroélectriques Jaguara (424 MW) et Miranda (408 MW)) et de 1 032 MW en construction (dont l'acquisition du projet éolien Umburanas (605 MW) comportant 360 MW en construction et 245 MW en phase de développement) :
- EBE (ENGIE Brasil Energia) : l'entreprise a une capacité installée de 7 856 MW et exploite 9 577 MW d'actifs de production, ce qui représente environ 6% des capacités totales du Brésil. 83% de la capacité installée sont des centrales hydroélectriques, 11% des centrales thermiques et 6% d'autres types d'actifs (biomasse, éolien, petites centrales hydroélectriques et centrales solaires). EBE est contrôlée par EBP qui détient 68,71% de son capital. La société est côtée à la bourse brésilienne ;
- ESBR (Energia Sustentavel do Brasil) : EBP détient une participation de 40% dans ESBR Participações S.A. ESBR détient 100% du capital de la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW).
- Transport d'électricité : 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.
- Production d'électricité photovoltaïque décentralisée : au Brésil, ENGIE développe ses activités de production solaire décentralisée *via* ENGIE Geração Solar Distribuída (EGSD) avec une présence dans 15 États du Brésil.
- Solutions intégrées : ENGIE Brasil Soluções Integradas (EBSI) intervient dans le développement et l'intégration des systèmes de télécommunications, sûreté et sécurité pour l'industrie pétrolière et gazière, ainsi que dans les domaines des infrastructures et des villes. EBSI est une filiale d'EBP.
- Services énergétiques :
  - en janvier 2018, ENGIE a acquis la société ACS, renommée ENGIE Gerenciamento de Energia (EGE), *leader* en matière de suivi énergétique. Actuellement, la société compte plus de 5 000 contrats ;
  - acquise par ENGIE en août 2018, GV Energy est le leader de la gestion de l'énergie au Brésil. La société gère et surveille plus de 25 000 points d'éclairage public
  - en octobre 2018, EBP a acquis Sadenco, l'un des *leaders* au Brésil dans la gestion de réseaux d'éclairage public, avec 300 000 points.

1.3.3 Afrique/Asie

Le secteur reportable Afrique/Asie regroupe les activités de quatre BU : la BU Afrique, la BU Chine, la BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (incluant l'Inde et le Pakistan) et la BU Asie Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos).

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	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	4 014	3 939	+1,9
EBITDA	1 122	1 272	-11,7

1.3.3.1 Afrique

1.3.3.1.1 Missions & Stratégie

La BU Afrique est chargée de développer les activités d'ENGIE dans les pays africains. Plus spécifiquement, la BU vise à développer :

- les infrastructures et la production centralisée d'électricité : énergie enouvelable (éolien, solaire, etc.), transport, distribution et stockage centralisé. La production d'électricité à partir de gaz est développée dans plusieurs pays africains tout comme les infrastructures gazières (terminaux de regazéification, stockage, transport et gaz vert) ;
- les solutions pour les clients BtoB : installation, maintenance, services intégrés, vente d'énergie pour les secteurs commerciaux et industriels, et solutions *off-grid* (hors réseaux) pour les clients situés en zones reculées ;
- les solutions clients pour les villes et les territoires centrées sur l'éclairage public, la mobilité électrique, la sécurité publique, l'aménagement des territoires et les aéroports ;
- l'accès à l'énergie : mise en place d'un système de maisons solaires à la carte, solutions de mini-réseaux innovantes et développement de combustibles de cuisson propre et de solutions pour une fourniture d'électricité fiable dans les zones urbaines.

1.3.3.1.2 Description des activités

Au **Maroc**, le parc éolien de Tarfaya (301 MW) est exploité par une «*joint-venture*» (co-entreprise) (TAREC) détenue à parts égales par ENGIE et Nareva Holding. Le parc représente à lui tout seul 40% de la capacité éolienne totale du Maroc. La centrale ultra-supercritique au charbon propre de Safi, actuellement en construction, comprendra deux unités de production d'énergie thermique de pointe (2×693 MW). ENGIE détient 35% de la société de projet SAFIEC.

En **Égypte**, ENGIE a signé en 2017 un contrat de type «*Build, Own and Operate*» (construction, propriété et exploitation) ou BOO pour le parc éolien de 250 MW du Golfe de Suez (Ras Ghareb).

Au **Sénégal**, ENGIE a signé, en novembre, avec Senelec un PPA (contrat d'achat d'électicité) d'une durée de 25 ans portant sur deux projets photovoltaïques solaires (60 MW). Outre les projets de production d'énergie à grande échelle raccordés au réseau, ENGIE est également actif sur le marché *off-grid via* ENGIE *PowerCorner* qui construit et exploite des mini-réseaux en **Tanzanie** et dans d'autres pays. En avril 2018, ENGIE a finalisé l'acquisition à 100% de Fenix International, une société d'énergie fournissant des systèmes solaires domestiques en Afrique. La majorité des activités de Fenix sont réalisées en **Ouganda** où l'entreprise est *leader* en matière de Systèmes Solaires Domestiques (SSD). À ce jour, Fenix a fourni de l'énergie propre à plus de 300 000 foyers, soit environ 1 500 000 personnes.

Les activités de services à l'énergie d'ENGIE en Afrique sont réparties entre plusieurs sociétés. Le Groupe a conclu en mars 2018 l'acquisition de SPIE Maroc, acteur clé du marché marocain du génie électrique, du génie climatique, des systèmes de télécommunication et de la maintenance multi-technique.

En février 2018, ENGIE a officiellement acquis la totalité des actions de Thermaire Investments (Pty) Ltd. et Ampair (Pty) Ltd. intervenant en **Afrique du Sud**, au **Mozambique** et au **Botswana** et sont *leaders* sur le marché sud-africain dans le domaine de l'installation et de la maintenance de systèmes de chauffage, ventilation et climatisation.

En **Afrique de l'Ouest**, ENGIE a acquis deux entreprises spécialisées dans les services énergétiques : Afric Power et Tieri, qui emploient plus de 140 personnes spécialisées dans la conception, l'installation et la maintenance de systèmes électriques et de mécanismes de contrôle automatique.

Les centrales de pointe de Dedisa et Avon sont deux centrales à cycle combiné au gaz à cycle ouvert (respectivement de 335 MW et 670 MW). ENGIE détient 38% des parts des deux sociétés propriétaires des usines.

Kathu est une centrale à énergie solaire concentrée de 100 MW en cours de construction dans la province du Cap Nord. Sa mise en service est prévue pour 2019. ENGIE (à hauteur de 48,5%) fait partie du groupe d'actionnaires ayant investi dans le *Kathu Solar Park*.

1.3.3.2 Chine

1.3.3.2.1 Missions & Stratégie

Début 2018, la BU Chine a consolidé son portefeuille d'activités en deux branches : «*Clean Energy*» et «*Solutions to Territories and Industries*». Ses zones d'activités prioritaires sont toutes situées le long de la côte et du fleuve Yangtzé où elle se concentre à court terme sur les solutions à destination des clients BtoB et BtoT dans les villes de premier et second rang.

1.3.3.2.2 Description des activités

En coopération avec ses partenaires chinois, ENGIE China opère dans 6 *joint-ventures* (co-entreprises) principalement actives dans le développement de l'énergie solaire, la mobilité verte et la distribution d'énergie :

- Unisun : une *joint-venture* détenue à 30% par ENGIE : société de développement d'énergie photovoltaïque (PV) basée à Ningbo dans la province du Zhejiang. UNISUN, qui gère en parallèle des projets centralisés et décentralisés, a développé près de 1 GW de projets PV à la fin 2018 ce qui en fait le plus grand développeur d'énergie solaire photovoltaïque distribuée au monde. Après deux ans de développement, UPER, la branche O&M d'UNISUN, est devenue le plus grand fournisseur d'O&M photovoltaïque pour tiers en Chine avec environ 1,8 GW d'actifs PV. Entre-temps, UNISUN s'est

constitué un solide portefeuille de clients, couvrant ainsi plus de 50 villes en Chine ;

- EV Chong : une *joint-venture* détenue à 25% par ENGIE *via* un investissement finalisé au cours de l'année 2018) : ses principales activités sont : (i) services autour des bornes de charge de véhicules électriques : développement, installation, exploitation et maintenance ; (ii) une offre de *battery as services* (services pour batteries) pour les parcs de véhicules électriques ;
- SFES : une *joint-venture* détenue à 40% par ENGIE et à 60% par Chongqing Gas Group) qui exploite et développe des projets de réseaux de chaleur et de froid urbain dans la région de Chongqing ;
- YUECHI : une *joint-venture* détenue à 49% par ENGIE et 51% par Sichuan Energy Investment Company – SCEI) créée en 2014 pour développer et exploiter un projet de cogénération à vapeur dans la province de Sichuan ;
- ETS : une société de services en *Joint-Venture* (co-entreprise) détenue à 50% par ENGIE et à 50% par SCEI), basée dans la ville de Chengdu – province de Sichuan, créée en 2015 et fournissant des services d'exploitation et de maintenance (Yuechi) et de conseil technique en énergie ;

Outre les actvités ci-dessus, ENGIE, *via* Tractebel, détient 49% d' une société d'ingénierie en *Joint-Venture* BUDGET avec Beiran Enterprise Company (51 %) implantée à Beijing.

Le 31 mai 2018, les responsables politiques chinois ont publié conjointement une nouvelle réglementation générale promulguée le jour même. Cette dernière limite les nouvelles installations solaires nécessitant une subvention nationale (principalement des projets au sol, aussi appelés «*ground mounted*») et réduit de 0,05 RMB/kWh la subvention sur les nouveaux projets photovoltaïques distribués.

Bien que cette nouvelle réglementation soit sortie sans annonce au préalable, l'impact sur la stratégie globale d'ENGIE en Chine reste limité. En effet Unisun avait déjà entamé une réorientation stratégique vers l'éolien distribué, moins affecté par cette nouvelle réglementation.

Cette nouvelle réglementation ralentit évidemment le développement de nouveaux projets photovoltaïques solaires, et a provoqué une baisse du prix des panneaux photovoltaïques.

1.3.3.3 Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie (MESCAT)

1.3.3.3.1 Missions & Stratégie

La BU MESCAT s'est fixée pour mission de continuer à développer des positions fortes dans la production d'énergie centralisée peu émettrice de CO_2 (gaz naturel) et de développer de nouvelles activités : production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, production indépendante d'eau dessalée ; développement des solutions intégrées BtoB et BtoT.

La stratégie de la BU repose sur deux piliers :

- préserver et accroître la valeur du portefeuille d'actifs existants ;
- effectuer de nouveaux développements au travers de nouveaux métiers et services au sein des pays de la BU MESCAT *via* des acquisitions et des augmentations de participation.

1.3.3.3.2 Description des activités

Production d'énergie centralisée

Dans les pays du CCG (Conseil de Coopération du Golfe), la BU MESCAT intervient en tant que développeur, propriétaire et exploitant d'actifs et vend l'électricité et l'eau produites dans le cadre de contrats publics d'achat d'électricité et d'eau à long terme.

La BU MESCAT est le premier développeur et/ou opérateur privé d'électricité et d'eau dans la région, avec des capacités de production totales de 30 GW et de près de 6 millions de m^3 d'eau/jour provenant des installations de dessalement en exploitation ou en construction.

En Asie du Sud :

- 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 Inde, ENGIE possède aujourd'hui un portefeuille de près de 1 GW de capacités d'électricité renouvelable (810 MW de solaire et 280 MW d'éolien), installées ou en construction.

En Turquie, ENGIE détient des participations dans deux CGCC avec des capacités de production totale de 1 243 MW. L'électricité est vendue à TETAS, l'acheteur national d'électricité, dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme.

Production d'énergie décentralisée

En Inde, ENGIE a pris une participation majoritaire dans l'entreprise Simpa Networks, qui commercialise des solutions d'électrification solaire individuelles dans les zones rurales du nord de l'Inde.

Chaîne de valeur du gaz

En Turquie, ENGIE détient 90% du cinquième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ, qui distribue et commercialise du gaz naturel à 370 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli.

Services

Dans les pays du CCG, ENGIE est un gestionnaire d'installations majeur de la région et propose à ses clients des services de performance énergétique ainsi qu'un éventail de services dans les domaines aéroportuaires.

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'un million de tonnes de froid produites par ses 71 usines de refroidissement urbain situées dans les pays du Golfe et se développe en Inde.

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.

1.3.3.4 Asie-Pacifique

1.3.3.4.1 Missions & Stratégie

Au 31 décembre 2018, la BU Asie-Pacifique était présente principalement en Thaïlande, à Singapour et en Australie, et possède des activités commerciales aux Philippines, en Malaisie et en Thaïlande, ainsi que des bureaux de développement en Indonésie, en Mongolie et au Japon. La BU Asie-Pacifique est à l'étape finale d'une opération de décarbonisation à grande échelle de son portefeuille d'actifs (la dernière de ses centrales au charbon étant en cours de désinvestissement) et s'est lancée dans un ambitieux plan de croissance dans les énergies renouvelables (4 projets en cours et davantage en préparation), les services et les nouvelles activités liées à l'électrification rurale, à la mobilité verte et aux villes intelligentes (*smart cities*).

1.3.3.4.2 Description des activités

En **Australie**, ENGIE exploite environ 1 000 MW de capacité installée de centrales renouvelables (éoliennes) et au gaz. La centrale de Hazelwood a été fermée le 31 mars 2017 et celle de Loy Yang B a été vendue en janvier 2018. La BU a un éventail de projets solaires et éoliens en développement, dont le parc éolien Willogoleche de 119 MW qui a été mis en service début 2019. Le portefeuille d'activités de la BU comprend par ailleurs une activité de vente d'énergie en pleine croissance, appelée «*Simply Energy*», fournissant électricité et gaz à des clients BtoB et BtoC (environ 670 000 contrats) et propose également des solutions décentralisées à base de panneaux solaires et batteries, couplée à une centrale électrique virtuelle afin d'aider les clients à réduire leurs coûts énergétiques et à minimiser leur impact sur l'environnement. En 2018, les prix du marché de détail de l'électricité ont été influencés par une intervention politique et devraient se maintenir en 2019.

En **Thaïlande,** ENGIE a conclu en juin 2018 un accord (contrat d'achat d'action) avec Global Power Synergy Public Company Ltd (GPSC) pour la vente de sa participation de 69,1 % dans Glow, un producteur d'électricité indépendant coté à la Bourse de Thaïlande. La Commission de Régulation de l'Energie (ERC) de Thaïlande a approuvé l'opération le 26 décembre 2018 sous la seule condition de cession préalable de l'activité de Glow SPP1 Co. Ltd (unité de production à gaz de 140 MW).

Le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans Glow le 14 mars 2019.

ENGIE détient également une participation de 40% dans PTT NGD, une entreprise de distribution de gaz naturel aux clients industriels de la région de Bangkok.

En 2017, la Commission de régulation de l'énergie (ERC) a commencé à œuvrer en faveur d'une modification de la réglementation visant à réduire l'exposition des distributeurs de gaz au risque lié aux commodités. La mise en œuvre de cette modification réglementaire a pris beaucoup de retard. La nouvelle réglementation pourrait être mise en œuvre à la mi-2019. Dans ce contexte, ENGIE continue de supporter le risque lié aux produits de commodité, ce qui a eu un impact positif significatif sur les résultats en 2018.

En **Indonésie,** en coopération avec PT Supreme Energy, la BU développe deux projets géothermiques à Sumatra. ENGIE a débuté les travaux de construction pour la première étape des projets géothermiques de Muara Laboh (80 MW) et Rantau Dedap (90 MW).

En 2018 ENGIE a signé un accord avec Adaro Power et EVI pour développer des solutions d'accès à l'énergie utilisant l'énergie solaire et les batteries, en Papouasie. ENGIE est également l'unique soumissionnaire de PLN10, un projet de GNL à petite échelle qui fournit du carburant à 10 centrales situées sur des îles différentes.

En novembre 2018, l'Indonésie a adopté une nouvelle réglementation relative aux panneaux solaires sur toit permettant le comptage net aux clients résidentiels, commerciaux et institutionnels, tout en réglementant le processus et son développement.

A **Singapour**, ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, la plus grande société de production et de distribution d'energie verticalement intégrée en termes de capacité de production. Senoko Energy possède et exploite un portefeuille d'actifs de production d'électricité d'une capacité additionnée de 3 300 MW et correspondant à 20% de part de marché. Senoko est également présent sur le marché de la vente d'électricité BtoB avec 20% de part de marché et est présent pour l'ouverture du marché de la vente BtoC cette année.

Depuis le 1er avril 2018, Singapour a lancé progressivement l'ouverture du Marché de l'Electricité. L'ouverture totale à la concurrence de ce marché sera en vigueur le 1er mai 2019.

Singapour a introduit la première taxe carbone de l'Asie du Sud-Est à compter du 1er janvier 2019. L'application aux 20 ou 30 plus gros émetteurs aura un impact sur tous les producteurs d'Electricité.

Le Groupe a été actif dans les réseaux de chauffage et de refroidissement urbains en **Malaisie** (à la suite de l'acquisition de 49% du capital de Megajana - exploitant des centrales de refroidissement urbain de CyberJaya) et aux **Philippines**.

De plus, en **Australie**, **Nouvelle-Zélande**, **Thaïlande**, **Malaisie**, **Singapour** et aux **Philippines**, les activités de services d'ENGIE fournissent des services et des installations multi techniques axés sur la gestion des installations, la maintenance, la mécanique, la protection incendie, les communications électriques, le son et l'efficacité énergétique. À Singapour en particulier, la BU a deux activités clés dans les services énergétiques *via* :

- ENGIE Services Singapore (Cofely FMO) dont le cœur de métier est la gestion intégrée des installations (*facility management)* et les solutions d'efficacité énergétique, avec une expertise clé dans les installations critiques comme les aéroports, les établissements de santé, les chemins de fer et l'éducation.
- ENGIE ITS (*Cofely Data Centers*) est un spécialiste des centres de données (*data centers*), possédant des compétences clés dans la conception, la construction et la maintenance de centres de données.

Au **Japon**, la BU a ouvert un bureau à Tokyo, début 2018, pour superviser ses efforts de développement dans le pays en matière de production d'énergie renouvelable et de services énergétiques.

1.3.4 Benelux

Le secteur reportable Benelux correspond à la BU Benelux qui comprend les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg, à savoir la production d'électricité à partir des centrales nucléaires du Groupe et des capacités de production renouvelable, la commercialisation d'électricité et de gaz naturel ainsi que les activités de services à l'énergie et d'installation.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	6 690	6 771	-1,2
EBITDA	(186)	550	-133,7

1.3.4.1 Missions & Stratégie

La BU Benelux est leader historique de la fourniture d'électricité et de gaz naturel sur le marché belge, *challenger* aux Pays-Bas et *leader* dans le secteur des services au Benelux. La mission de la BU est d'«être *leader* dans les solutions intégrées, durables et différenciantes pour ses clients dans le domaine l'énergie, les services et les installations techniques» et sa vision est «d'être au cœur de la Transition Énergétique» en faisant de ses pays des *leaders* de cet enjeu.

La BU développe ainsi et met en œuvre des solutions énergétiques et industrielles d'avenir en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas :

- la production d'électricité à faible émission de CO_2, de manière fiable et à un coût compétitif, en respectant les normes les plus exigeantes en matière de sécurité et de protection de l'environnement ;
- la fourniture d'énergie, de services énergétiques et de solutions de mobilité, afin de simplifier la vie de ses clients particuliers ;
- la mobilisation pour le compte de ses clients industriels, des villes et collectivités, d'une large gamme de savoir-faire et d'expertises pour la mise en œuvre de solutions durables.

1.3.4.2 Description des activités

La BU Benelux exploite et maintient, dans le respect des normes de sécurité nucléaire les plus strictes, les centrales nucléaires de Doel et Tihange en Belgique, représentant une capacité installée totale de 5 918 MWe (dont 897 MWe de droits de tirage tenus par des parties tierces). De plus, la BU Benelux possède 1 118 MWe de droits de tirage avec EDF en France et 290 MWe de droits de tirage avec E.ON en Allemagne.

Un cadre juridique et fiscal stable a été mis en place pour l'exploitation des centrales nucléaires 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, ainsi que le mécanisme pour calculer le niveau de la contribution nucléaire que devra 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. Au 31 décembre 2018, le montant des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe s'élevait à 11.6 milliards d'euros (dont 5,3 milliards relatifs au démantèlement des installations et 6,2 milliards relatifs à la gestion de la partie aval du cycle du combustible). Ces provisions reposent sur les caractéristiques de base présentées dans le dossier triennal approuvé par la Commission des provisions nucléaires (CPN) le 12 décembre 2016.

En 2018, l'augmentation des provisions nucléaires de 0,4 milliard d'euros dans les comptes consolidés du Groupe au 31 décembre 2017 correspond principalement à la charge récurrente de «désactualisation» et aux quantités supplémentaires de combustibles consommées en 2017.

La BU opère également des actifs de production d'énergie renouvelable, comprenant notamment une capacité éolienne terrestre de 387 MWe (+29 MWe en 2018) en Belgique et aux Pays-Bas. La BU est responsable du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de ses actifs. Dans le cadre de la stratégie d'ENGIE pour l'éolien en mer, la BU est impliquée depuis 2011 dans le développement du projet MERMAID. En 2018, le projet a été fusionné avec le projet d'éolien en mer Seaster pour créer SEAMADE (487 MWe) dans lequel ENGIE Electrabel détient 17,5% des parts. La BU est par ailleurs leader sur le marché des sous-stations de haute tension en mer, *via* ENGIE Fabricom (22 sous-stations construites et 7 sous-stations en construction ou commandées).

Dans le secteur du biogaz, la BU a récemment fait l'acquisition de la société de développement, d'ingénierie et de services de biogaz BIOGASPLUS afin de renforcer son développement aux Pays-Bas.

À travers ENGIE Axima, ENGIE Cofely et ENGIE Fabricom, la BU Benelux intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie et du transport et fournit à ses clients publics et privés des services multi-techniques et des solutions comme :

- l'amélioration de la performance énergétique et la limitation de l'impact environnemental des bâtiments (audit de performance énergétique, systèmes de chauffage, ventilation et climatisation, gestion et maintenance multi-technique, contrats de performance énergétique, 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 multi-sites, partenariats public-privé, etc.) ;
- des activités de maintenance des réseaux (basse et moyenne tension, gaz basse pression, télécom, eau, éclairage public, etc.) ;
- des activités d'installation et de maintenance industrielles (impression 3D, électricité & instrumentation, solutions pour le process, 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.).

Sur le marché de la vente d'énergie, la BU Benelux gère environ 2,66 millions de contrats de vente d'électricité (9,1 TWh) et 1,47 million en gaz naturel (20,9 TWh) en Belgique et environ 301 000 contrats en électricité (1,2 TWh) et 294 000 contrats en gaz naturel (4,7 TWh) aux Pays-Bas. Récemment, la BU a développé une offre innovante de services techniques pour ses clients. Elle dispose également d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité en gaz naturel ainsi que des offres de services énergétiques.

Sur le plan réglementaire, en Belgique, les principales modifications concernent l'adoption (fin mars 2018) du Pacte Energétique, qui confirme l'objectif de sortie du nucléaire mais le soumet à plusieurs critères, ainsi que le projet de loi (approuvé par le Conseil des ministres du 11 janvier 2019) sur un mécanisme de rémunération de capacité (CRM – *Capacity Remuneration Mechanism*) destiné à garantir précisément la sécurité d'approvisionnement en cas de sortie du nucléaire.

1.3.5 France

Le secteur reportable France regroupe les activités de quatre BUs : la BU France Renouvelables (développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France), la BU France BtoB (services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures), la BU France BtoC (commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels) et la BU France Réseaux (conception, financement, construction et exploitation des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie, des réseaux d'électricité, de chaud et de froid).

Les secteurs opérationnels France Renouvelables, France BtoB, France BtoC, et France Réseaux regroupent 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 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.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	15 183	14 157	+7,2
EBITDA	1 669	1 461	+14,2

1.3.5.1 France Renouvelables

1.3.5.1.1 Missions & 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'énergie plus verte, plus diversifiée, plus locale et plus sûre au travers de 6 filières : le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre, l'éolien en mer posé, l'éolien en mer flottant, l'énergie hydroélectrique et le biogaz.

Elle assure aussi, pour le compte du Groupe et notamment de ses filiales européennes, une mission d'expertise technique et de support industriel, incluant les achats, à travers des équipes mutualisées d'experts.

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

Que ce soit dans les technologies existantes les plus matures (hydraulique, éolien, solaire, etc.) ou dans les nouvelles technologies (éolien en mer posé et flottant, biogaz etc.), la BU est présente sur l'ensemble des activités 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, 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. L'ambition est d'atteindre près de 3 GW installés sur cette technologie en 2021. La BU se positionne de manière compétitive dans un cadre réglementaire notifié à la Commission européenne et sécurisé ;
- solaire photovoltaïque : accélérer fortement le développement sur un marché qui devrait plus que tripler d'ici 2023. L'ambition est d'atteindre près de 2,2 GW de capacités installées sur cette technologie en 2021, dans un cadre réglementaire lui aussi notifié à la Commission européenne et sécurisé ;
- hydroélectricité : conserver un rôle de premier plan en saisissant les opportunités qui se présenteront sur les concessions hydrauliques, tout en protégeant les positions du Groupe ;
- énergies marines : capitaliser sur les premiers projets pour poursuivre et accélérer leur développement (éolien en mer posé, éolien en mer flottant) ;
- biogaz : s'appuyer sur les premiers projets développés pour accélérer fortement et faire d'ENGIE un «*market maker*» sur ce marché à fort potentiel. ENGIE se fixe pour objectif de produire et injecter 1,5 TWh dans les réseaux à horizon 2023.

1.3.5.1.2 Description des activités

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

- ENGIE *Green* (issue de la fusion de Futures Énergies et Maia Eolis, en 2016 et LCV – La Compagnie du Vent – en 2017 et de l'intégration progressive des activités de développement, d'exploitation et de maintenance de Solairedirect en France à partir du 1er janvier 2018) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque, énergies marines renouvelables et biogaz ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) : hydroélectricité ;
- CNR (Compagnie Nationale du Rhône), et sa filiale CN'Air : hydroélectricité, éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- Projets de Dieppe/Le Tréport et de l'Île d'Yeu/Noirmoutier : éolien en mer (2 × 500 MW de capacités installées potentielles) ;
- Altiservice : gestion de trois stations de ski dans les Pyrénées, alimentées à 100% en énergies renouvelables ;
- Langa : société acquise en 2018, spécialisée dans le développement et l'exploitation de parcs éoliens et solaires en toiture et au sol. Langa détient un portefeuille en opération qui devrait atteindre d'ici fin 2018, une capacité installée de 215 MW dont 165 MW d'énergie solaire et 39 MW d'éolien.

1.3.5.2 France BtoB

1.3.5.2.1 Missions & Stratégie

Dans un contexte national porteur d'enjeux d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB imagine, conçoit, réalise et exploite des installations, des bâtiments et des infrastructures à hautes performances destinés aussi bien aux acteurs publics (administrations, villes ou territoires) que privés (activités industrielles, secteurs tertiaires, habitat collectif).

Les solutions déployées par la BU s'appuient à la fois sur les expertises fortes des quatre entités qui la composent, sur une présence territoriale nationale dense, sur une solide intimité clients et sur une dynamique d'innovation permettant d'anticiper et d'accompagner 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 (performance des usages, autoconsommation, appétence pour le local et le partage, etc.).

Pour conforter sa place de leader français d'intégrateur de solutions d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB accélère sa stratégie de croissance organique et d'acquisitions ciblées sur trois axes :

- densification de ses métiers historiques sur le territoire national (voir acquisitions par ENGIE Cofely de SERT, InterEnergies ou DARGENT Thermique) ;
- renforcement de ses activités de spécialité afin d'en faire des champions incontestés, en capacité d'être projetés sur différents territoires à l'international en soutien des autres BU du Groupe (voir acquisition par ENDEL ENGIE de ERAS en ingénierie industrielle, ou par ENGIE Axima de Noske Kaeze, acteur en construction et en maintenance navale) ;
- développement des offres innovantes, associant nouvelles technologies et digital, et intégrées ; voir acquisition de AEGE (conjointement par ENGIE Axima et ENGIE Ineo), référence en contractance générale.

1.3.5.2.2 Description des activités

Forte de ses quatre entités historiques aux expertises complémentaires, la BU France BtoB intervient sur toute la chaîne de valeur des services à l'énergie, de la conception, la construction (ou la rénovation), la maintenance à l'exploitation complète avec engagements de performances. Ces solutions d'efficacité énergétique et environnementale et de services associés s'adressent à la fois aux industriels, aux secteurs tertiaires (publics ou privés), aux gestionnaires d'infrastructures, aux municipalités et collectivités territoriales ou aux gestionnaires d'habitats collectifs.

- ENGIE Axima, experte du génie climatique (chauffage, ventilation, climatisation, froid et traitement de l'air), propose de concevoir, de construire ou de rénover des équipements de production et de distribution d'énergie décentralisée au sein de bâtiments tertiaires ou industriels. ENGIE Axima est en outre un acteur majeur de la protection incendie.
- ENGIE Ineo, experte du génie électrique, accompagne les clients municipaux ou nationaux dans le déploiement ou la modernisation de leurs réseaux d'infrastructures (voies ferrées, réseau électrique, systèmes de vidéosurveillance, d'éclairage public, réseau de télécommunications, transport urbain, énergies renouvelables, etc.).
- ENDEL ENGIE, experte du génie mécanique, offre aux industriels des prestations de travaux et de maintenance de leurs équipements de production ou de leurs process. ENDEL ENGIE est aussi un acteur majeur de la maintenance nucléaire.
- ENGIE Cofely, experte en génie énergétique, offre une palette de solutions permettant d'exploiter et de piloter la performance énergétique et environnementale des bâtiments tant industriels que tertiaires ou d'habitat collectif. Grâce à ses contrats d'engagements (type Contrat de Performance Énergétique – CPE – ou Contrat de Performance des Usages – CPU), ENGIE Cofely s'engage sur l'efficacité optimale des équipements qu'elle exploite tout en limitant leur empreinte environnementale. Enfin, ENGIE Cofely offre aux grandes entreprises ou grandes administrations des solutions complètes de services intégrés (de type *facility management*).

1.3.5.3 France BtoC

1.3.5.3.1 Missions & 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 un acteur de référence de la transition énergétique et du confort à domicile et de demeurer un leader de la fourniture d'énergie.

Ses priorités stratégiques sont :

- la croissance des ventes d'électricité et de services ;
- la satisfaction des clients ;
- l'excellence opérationnelle ;
- l'innovation.

En ce qui concerne l'évolution du contexte réglementaire, il convient de noter qu'un texte de loi est attendu en 2019 venant préciser calendrier et modalités de la disparition des Tarifs Réglementés de Vente gaz suite à la décision du conseil d'État du 19 juillet 2017. Par ailleurs, le Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD), encadrant l'utilisation de vos Données à Caractère Personnel, est entré en application le 25 mai 2018.

1.3.5.3.2 Description des activités

Énergie : la BU reste leader de la vente de gaz en France, malgré une concurrence qui s'est encore intensifiée avec l'arrivée de nouveaux concurrents. En électricité, la BU a poursuivi l'accélération de son développement en 2018 et confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité avec un portefeuille qui atteint 4,3 millions de clients à fin 2018, dont plus de 2 millions de clients en électricité verte. Le succès du lancement en 2016 de ses offres vertes s'est ainsi confirmé en 2017 et en 2018 et positionne ENGIE comme 1er fournisseur d'électricité verte en France.

Services : la BU est présente sur (i) le déploiement de solutions de productions décentralisées d'électricité ou de chaleur à base d'énergies renouvelables (photovoltaïque, pompe à chaleur), (ii) les services d'efficacité énergétique (diagnostic énergétique, conseil et coaching énergétique, conception, travaux, financement et entretien des installations) et (iii) les services au domicile (assurances, maintenance des appareils, dépannage). Le Groupe est notamment leader sur la maintenance des chaudières individuelles avec sa filiale ENGIE Home Services.

De nouvelles offres ont été lancées en 2018 qui illustrent la capacité d'innovation de la BU et l'élargissement de son offre :

- Services de confort à domicile : «Eideris», une offre de chaudière connectée permettant de suivre la chaudière à distance et de faire de la maintenance préventive ; «Mes Dépanneurs», une offre d'intervention multi-métiers qui s'est élargie avec des offres de bricolage et de jardinage ;
- Offres d'équipement : une offre de chauffe-eau et une offre de climatisation sont venues compléter la gamme existante ;
- Services de décentralisation énergétique : «*My Power + Batterie*», élargissement de la gamme autoconsommation avec l'ajout d'une offre de stockage couplée à celle de l'installation d'une toiture photovoltaïque ;
- Offres d'énergie :
  - «Mon Elec», un choix élargi de sites de production pour son électricité verte ;
  - «Ma Conso», le service en ligne d'aide à la maîtrise des consommations s'est enrichi de nouvelles fonctionnalités comme la prévision de consommation, le lien avec l'assistant vocal de Google, la comparaison avec d'autres foyers comparables ou encore l'impact de la température extérieure sur le niveau de consommation.

1.3.5.4 France Réseaux

1.3.5.4.1 Missions & Stratégie

La BU France Réseaux se positionne comme le partenaire des collectivités en métropole et territoires insulaires pour accélérer leur transition énergétique, grâce à des solutions intégrées et innovantes dans les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique.

La BU France Réseaux occupe ainsi des positions de leader sur la conception et le pilotage de grands réseaux de chaleur et de froid, ainsi que sur la production et la distribution d'électricité. Elle réalise et exploite des installations et des infrastructures à hautes performances destinées aussi bien aux acteurs publics que privés.

Elle s'appuie sur une politique d'innovation et de développement ambitieuse, tournée à la fois vers l'interne et vers l'externe, pour répondre aux besoins de ses clients et parties prenantes, et contribuer ainsi à la valorisation de ses territoires d'implantation.

Forts de leur ancrage local, ses collaborateurs agissent aux côtés de leurs clients, qu'ils soient publics, privés ou particuliers, pour verdir leur mix énergétique.

Les priorités stratégiques de la BU France Réseaux portent sur :

- la croissance de son portefeuille d'activités à travers la préservation et la densification de ses contrats existants, la conquête de nouveaux réseaux et la diversification de ses activités pour faciliter la transition écologique des territoires qu'elle sert ;
- le renforcement de ses outils de production d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, hydroélectricité, géothermie, biomasse, biocombustible, valorisation énergétique des déchets, etc.) ;
- l'atteinte des meilleurs standards de la relation clients.

En France métropolitaine, le recours à des sources d'énergies diversifiées, locales et renouvelables, permet à la BU France Réseaux de rendre accessible, au plus grand nombre, un mode de chauffage ou de rafraîchissement urbain efficace, vertueux et durable.

Dans les territoires insulaires, la BU France Réseaux développe une gamme complète de services énergétiques et industriels, pour accompagner le développement durable de ces territoires, et un parc de production électrique renouvelable.

1.3.5.4.2 Description des activités

La BU France Réseaux fournit des solutions intégrées et sur mesure adaptées aux caractéristiques géographiques, aux contraintes économiques et aux enjeux écologiques et climatiques locaux dans les territoires où elle est implantée, au travers de six entités opérationnelles et de leurs filiales :

- CPCU, le réseau de chaleur de la métropole parisienne (le premier réseau de chaleur de France) ;
- Climespace, le réseau de froid de la Ville de Paris (le premier réseau de froid d'Europe) ;
- ENGIE Réseaux, en charge des grands réseaux de chaleur et de froid en France avec une expertise reconnue sur la biomasse et la géothermie ;
- SMEG et SMA à Monaco, présents sur la distribution et la fourniture d'électricité et de gaz, l'exploitation de l'éclairage public, la production et la distribution de chaleur et de froid, le nettoyage, la collecte et la valorisation énergétique des déchets ;
- EEC, Alizés Énergies, Pacific Airport, Socometra, Somainko et Endel NC en Nouvelle-Calédonie, EEWF à Wallis et Futuna, Unelco et Vanuatu Services au Vanuatu, présents sur la production et la distribution d'électricité, les services à l'énergie, l'installation et la maintenance multi-technique et le *facility management* aéroportuaire ;
- EDT, Marama Nui, ENGIE Services Polynésie, et Poly-Diesel en Polynésie française, présents sur la production et la distribution d'électricité, l'installation et la maintenance technique, le *facility management* et les services à l'énergie.

1.3.6 Europe (hors France et Benelux)

Le secteur reportable Europe regroupe les activités de deux BU : la BU Royaume-Uni (gestion des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable et des actifs de réseaux urbains de chaleur et de froid, fourniture de services et de solutions énergétiques, etc.) et la BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est (commercialisation de gaz naturel et d'électricité et de services et solutions énergétiques associées, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).

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

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	9 527	8 831	+7,9
EBITDA	679	650	+4,5

1.3.6.1 Royaume-Uni

1.3.6.1.1 Missions & Stratégie

La BU Royaume-Uni a pour mission d'améliorer la qualité de vie et de travail de ses clients. À cet effet, la BU utilise ses capacités dans les domaines de l'énergie et des services pour permettre à ses clients d'évoluer dans un environnement bas carbone, plus performant et de plus en plus digital. Pour ce faire, elle transforme les quartiers à l'aide de la régénération et elle fournit des sources d'énergie fiables, flexibles et renouvelables, des solutions énergétiques efficaces et intelligentes pour les bâtiments ainsi que des services efficaces et innovants.

1.3.6.1.2 Description des activités

La BU Royaume-Uni est répartie en quatre branches :

- *Energy infrastructure* (production d'électricité, développement des énergies renouvelables, gestion de portefeuille) :

  La BU possède plus de 2 GW d'actifs de production, parmi lesquels la plus grande unité de stockage par pompage-turbinage au Royaume-Uni (First Hydro) ainsi qu'une activité de développement d'énergies renouvelables (éolien terrestre & en mer et solaire). L'entité dispose d'un portefeuille de projets en développement dans le secteur des énergies renouvelables, dont une participation de 23,3% dans le parc éolien offshore de 950 MW de Moray East en Écosse.

- *Business Energy & Services* (efficacité énergétique, approvisionnement en énergie et achat d'électricité, gestion d'installations, services techniques) :

  La BU se concentre sur les offres intégrées. Ses capacités étendues sont conçues pour servir à la fois les organisations publiques et privées. En 2018, ENGIE a signé un accord avec Bombardier Transport pour un contrat d'une durée de cinq ans portant sur la prestation de services intégrés de *facility management*, de maintenance d'actifs de production auprès de 33 sites dans 12 pays, dont le Royaume-Uni.

- *Places & Communities* (conception et rénovation de logements, bâtiments et sites, gestion d'installations, production décentralisée, systèmes énergétiques locaux) :

  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. En 2018, ENGIE a été retenue par l'université de Kingston à Londres en vue de réaliser un important projet de régénération sur deux sites d'hébergement étudiants avec un contrat *facility management* supplémentaire pour l'entretien de ces sites sur une période de 50 ans.

- *Homes & Enterprises* (approvisionnement en énergie, technologie intelligente pour l'habitat, systèmes de charge pour les véhicules électriques et infrastructures) :

  ENGIE est un fournisseur d'énergie et de services connexes pour les foyers et les PME à travers le pays. La BU Royaume-Uni fournit également aux consommateurs des bornes de recharge pour les véhicules électriques ainsi que des technologies connectées et intelligentes. ENGIE UK compte actuellement près de 75 000 clients (150 000 comptes clients). En 2018, ENGIE a obtenu un contrat d'une durée de 10 ans pour installer et gérer les infrastructures de recharge pour véhicules électriques dans la région du West Yorkshire, incluant la fourniture d'électricité 100% renouvelable.

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

1.3.6.2.1 Missions & Stratégie

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est est aujourd'hui active dans une dizaine de pays, notamment en Autriche, République tchèque, Allemagne, Grèce, Italie, Norvège, Pologne, Roumanie, Slovaquie, Espagne et Suisse. Les domaines d'activité couvrent les solutions clients (BtoB, BtoT, BtoC), la production d'énergie verte (notamment éolienne) et les infrastructures gazières. La BU met en œuvre sa stratégie par le biais d'une organisation par pays qui permet de renforcer les positions actuelles tout en favorisant l'innovation, le tout dans l'intérêt de ses clients.

Elle évolue dans un contexte économique caractérisé par de rapides mutations telles que la décentralisation et la digitalisation, bien que la maturité de ces transformations varie d'un pays à l'autre. La mission de la BU est donc de co-développer, avec ses clients, des solutions fiables et durables pour un nouveau monde énergétique.

1.3.6.2.2 Description des activités

- En **Roumanie**, la BU a pour activité principale la distribution de gaz naturel *via* sa filiale Distrigaz Sud Retele, qui exploite un réseau de distribution de 19 643 km et de stockage de gaz naturel *via* sa filiale Depomures. ENGIE Roumanie fournit du gaz naturel et de l'électricité à 1,7 millions de clients (BtoC et BtoB) ainsi que des services énergétiques, en particulier à des clients BtoB par le biais d'ENGIE Servicii. ENGIE Roumanie exploite deux parcs éoliens à Gemenele et Baleni, qui représentent une puissance installée de 98 MW. En mai, la BU a acquis la société Flashnet – spécialiste des objets connectés qui

développe des systèmes intelligents de gestion de l'énergie pour les villes et est spécialisée dans l'éclairage public intelligent.

Fin 2018, le gouvernement a réglementé à nouveau les prix de gros du gaz domestique pour les consommateurs résidentiels et non résidentiels pour une période de 3 ans (avril 2019 - février 2022) en fixant un prix de gros réglementé de 68 lei / MWh pour le gaz extrait des ressources nationales. Le prix de détail de l'électricité pour les ménages sera également réglementé. En outre, le gouvernement a approuvé une taxe de 2% à verser à l'ANRE (dont le coût sera répercuté sur les tarifs applicables aux acti vités régulées, y compris la vente régulée) applicable au chiffre d'affaires des entreprises de production, de transport et de distribution de gaz et d'électricité. Les sociétés de vente de gaz et d'électricité paieront une taxe similaire prélevée sur leurs marges brutes. Enfin, de nouvelles méthodologies de tarification ont été adoptées par l'ANRE pour la distribution et la fourniture régulée.

- En **Italie**, la BU est active dans la vente de gaz naturel et d'électricité avec plus de 820 000 de contrats (BtoC et BtoB). En 2018, elle a renforcé sa position dans le domaine de l'éclairage public, devenant l'un des principaux acteurs en Italie, et dans la fourniture de réseaux de chauffage urbain avec, entre autres, l'acquisition du réseau de Cinisello Balsamo en juin. La BU fournit également des solutions d'efficacité énergétique et décentralisées à des clients variés : résidentiels, entreprises, équipements sportifs et collectivités publiques, participant à de nombreux appels d'offres publics de Consip. ENGIE Italie exploite également environ 165 MW d'actifs de production d'énergie éolienne et solaire (au sol et en toiture), ainsi que des unités de biomasse. En 2018, le Parlement italien a approuvé la fin des prix réglementés du gaz et de l'électricité en juillet 2020.
- En **Allemagne**, la BU est particulièrement active dans l'installation, l'exploitation et la maintenance de solutions d'efficacité énergétique. Elle fournit également de l'électricité et du gaz principalement dans le cadre de ses participations dans quatre entreprises énergétiques municipales (qui englobent également des activités de réseaux de chauffage, de distribution d'énergie et de solutions décentralisées de production d'énergie). ENGIE a vendu 100% d'ENGIE Energielösungen GmbH cessant l'activité de fourniture exclusive d'énergie de la BU aux clients BtoB au niveau national. Cette vente sera effective le 31 décembre 2018. La BU exploite également plus de 338 MW de renouvelables (éolien et hydraulique) et un site de stockage par batteries.
- En **Espagne**, la BU exploite 66 MW d'énergie solaire et hydraulique grâce à un partenariat avec Mitsui, ainsi que des unités de cogénération et des réseaux de chaleur à Barcelone. ENGIE Espagne est également active dans les services d'installation et de maintenance et la fourniture de solutions d'efficacité énergétique. Elle fournit du gaz naturel et de l'électricité aux clients BtoB. En avril 2018, la BU a réalisé un développement majeur dans les énergies renouvelables avec un projet éolien de 300 MW dans le cadre d'un *PPA* de 12 ans en
- Au **Portugal**, la BU est principalement active dans la production d'énergie renouvelable, *via* TrustWind (*joint-venture* à 50/50 avec Marubeni), qui exploite notamment 489 MW d'énergie éolienne. Elle exploite également des réseaux de chaleur et de froid à Lisbonne par l'intermédiaire de sa filiale Climaespaço, et fournit des services d'exploitation, de maintenance et des solutions d'efficacité énergétique.
- En **Pologne**, la BU est active dans l'installation et les services intégrés et possède un portefeuille de clients BtoB pour l'électricité. Elle est également active dans la production d'énergie éolienne, avec une puissance installée de 138 MW, ainsi que dans les réseaux de chauffage.
- En **Norvège**, la BU s'est associée en 2018 à Susi Partners pour développer un parc éolien de 208 MW à Tonstad (Norvège), où l'électricité est vendue dans le cadre d'un contrat d'approvisionnement de 25 ans avec le producteur d'aluminium Hydro.
- En **Autriche** et en **Suisse**, la BU fournit des services d'efficacité énergétique, d'installation et de maintenance. En 2018, la BU est entrée dans les services aéroportuaires en rachetant Priora FM qui assure la gestion des bâtiments et infrastructures et assure toutes les taches de *facility management* pour les aéroports de Genève et Zurich.
- En **République tchèque** et en **Slovaquie**, la BU délivre des services d'installation, d'exploitation et de maintenance. Elle est un opérateur privé important du réseau de chaleur slovaque et possède des sites de production de tableaux électriques tchèques.
- En **Grèce**, ENGIE Hellas propose des solutions d'efficacité énergétique, des services techniques pour les bâtiments et fournit de l'électricité et du gaz à une clientèle de détail, d'industriels et d'entreprises.
- En **Hongrie**, le Groupe a finalisé en janvier 2018 la cession de 100% d'Égáz-Dégáz à NKM, société détenue par l'État hongrois.

1.3.7 Infrastructures Europe

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

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

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	5 694	5 446	+4,6
EBITDA	3 499	3 386	+3,3

1.3.7.1 GRTgaz

1.3.7.1.1 Missions & Stratégie

GRTgaz est une filiale indépendante d'ENGIE. Outre les salariés de GRTgaz, qui détiennent 0,35% du capital de leur entreprise, les actionnaires de GRTgaz sont ENGIE et la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), un consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructures et la Caisse des Dépôts. Ces deux actionnaires détiennent respectivement près de 75% (ENGIE) et 25% (la SIG) de la part restante du capital.

GRTgaz assure le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau de transport principal de gaz en France, pilote les flux de gaz naturel qui l'empruntent, et commercialise auprès des expéditeurs fournisseurs de gaz les prestations d'accès à ce 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.

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

- être un leader des infrastructures gazières en Europe en contribuant notamment à une meilleure intégration des marchés européens ;
- être un acteur résolument engagé dans la transition énergétique notamment en favorisant les nouveaux usages du gaz (industrie, mobilité), le développement des gaz renouvelables par l'injection de biométhane dans le réseau de transport et la recherche sur la valorisation de l'électricité renouvelable excédentaire (*power to gas*) ;
- poursuivre le développement à l'international dans les pays où la consommation de gaz est en forte croissance, en étroite collaboration avec les autres entités du Groupe.

1.3.7.1.2 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 et 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.

Le Code de l'énergie prévoit que la construction et l'exploitation des canalisations de transport de gaz naturel sont soumises à une autorisation nominative et incessible délivrée par l'autorité administrative. Par délibération du 15 décembre 2016, 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 «ATRT6» appliqués depuis avril 2017 pour une période de quatre ans environ. Une clause de rendez-vous est prévue au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, la trajectoire de charges nettes d'exploitation.

Compte tenu de la mutation du marché du gaz, par ce nouveau tarif la CRE donne à GRTgaz des moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique mais renforce les incitations à la performance de GRTgaz et la sélectivité du régime d'incitation à la création de capacités d'interconnexion.

Ce nouveau cadre devait conduire à une baisse du tarif unitaire moyen de 0,4% par an en moyenne sur la période ATRT6, cette évolution résultant de divers facteurs :

- d'une part, de l'érosion des souscriptions anticipée sur la période, de la mise en service de projets d'investissements significatifs ;
- et d'autre part, de la baisse des prix de l'énergie, de la baisse du coût moyen pondéré du capital de 6,5% à 5,25% (réel avant impôts) et des objectifs d'efficience fixés à GRTgaz.

Dans ce cadre et en application de la méthodologie, la mise à jour tarifaire a conduit à une hausse du tarif moyen de 3,0% au 1er avril 2018 (délibération du 7 février 2018 de la CRE liée notamment à la création de la place de marché unique en France.

1.3.7.2 GRDF

1.3.7.2.1 Missions & Stratégie

GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, assure en France le développement, l'exploitation et la maintenance de réseaux de distribution, achemine le gaz pour le compte des fournisseurs et des consommateurs et raccorde les producteurs de biométhane. GRDF a pour mission d'offrir un accès équitable à son réseau à tous les fournisseurs de gaz naturel.

La stratégie de GRDF est révisée tous les quatre ans. En 2018, GRDF a développé ses activités selon les trois orientations de son projet d'entreprise défini sur la période 2015-2018 :

- viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnu comme un professionnel engagé ;

- faire du gaz une énergie d'avenir en démontrant sa pertinence dans le mix énergétique ;
- construire avec tous les métiers un modèle d'entreprise responsable, plus ouverte et collaborative.

1.3.7.2.2 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 cahier des charges établi conjointement entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR) et GRDF. Les autorités concédantes exercent des contrôles sur la bonne exécution des obligations résultant de ces cahiers des charges.

Les ouvrages de distribution appartiennent aux collectivités, alors même qu'ils sont construits et financés par le concessionnaire, qui en a l'usage exclusif. Le Code de l'énergie reconnaît aux concessionnaires historiques que sont GRDF et les 22 entreprises locales de distribution (ELD) des zones de desserte exclusives. Titulaires d'un «monopole de distribution», ils sont les seuls opérateurs avec lesquels les collectivités territoriales 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 de surcroît 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, le Code de l'énergie accorde à toutes les communes non desservies en gaz naturel la possibilité de confier la distribution publique de gaz à l'opérateur agréé de leur choix.

Hormis le cas particulier des délégations de service public acquises récemment après mise en concurrence, l'activité de GRDF est rémunérée par un tarif fixé par la CRE. À la suite de la décision de la CRE du 10 mars 2016, le nouveau tarif de distribution de gaz de GRDF dit «ATRD5» est entré en vigueur le 1er juillet 2016 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, permettant à l'entreprise de poursuivre ses actions en matière de sécurité industrielle et de développement, tout en lui demandant d'accentuer ses efforts de productivité.

Ce nouveau cadre tarifaire a conduit à une hausse de 2,76% au 1er juillet 2016. Le tarif d'acheminement reste stable, la baisse de tarif de -2,05% au 1er juillet 2017 ayant été suivie par une hausse de 2,01% au 1er juillet 2018. La hausse de tarif au 1er juillet 2018 couvre notamment la hausse des charges d'impayés remboursées aux fournisseurs de gaz et les dépenses liées à la phase pilote du projet changement de gaz (conversion de gaz B en gaz H des clients du Nord de la France).

L'année 2018 a également vu la mise en œuvre des décisions de la CRE relatives à la rémunération des fournisseurs de gaz naturel pour les prestations de gestion clientèle qu'ils assurent pour le compte du distributeur.

Le Code de l'énergie impose un service commun, chargé notamment de la construction des ouvrages, de l'exploitation et la maintenance des réseaux, et des opérations de comptage. GRDF et Enedis (ex-ERDF) sont liées par une convention définissant leurs relations dans ce service commun, les compétences de ce dernier et le partage des coûts en résultant. Conclue pour une durée indéterminée, elle peut être résiliée à tout moment moyennant un préavis de 18 mois durant lequel les parties s'engagent à la renégocier.

1.3.7.3 Elengy

1.3.7.3.1 Missions & 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 2018.

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 d'autres infrastructures, de nouveaux services de stockage et de transfert de GNL, importé ou renouvelable, notamment dans la perspective de son utilisation comme carburant terrestre ou maritime ;
- trouver des relais de croissance à l'international en valorisant les compétences de gestionnaire d'actifs et d'exploitant développées depuis 50 ans.

En 2017, GRTgaz, filiale indépendante d'ENGIE, a acquis Elengy.

1.3.7.3.2 Description des activités

- Terminal de Fos Tonkin : 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.
- Terminal de Montoir-de-Bretagne : 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.
- Terminal de Fos Cavaou : 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. Ce terminal appartient à une filiale dédiée, Fosmax LNG détenue à la hauteur de 72,5% par Elengy et de 27,5% par Total Gaz Électricité Holding France SAS. Elengy en assure l'exploitation.
- Accès aux terminaux méthaniers (principes et tarifs) : 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.

Les tarifs en vigueur présentent une baisse significative par rapport aux tarifs précédents : de 6,5% pour Montoir, 18,2% pour Fos Tonkin et 18,6% pour Fos Cavaou. Cette baisse s'explique notamment par la baisse du niveau de rémunération des actifs, par la réduction des charges et par les gains de productivité réalisés, permettant aux utilisateurs des terminaux méthaniers d'en bénéficier.

Les tarifs actuels s'appliquent à un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété 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.

1.3.7.4 Storengy

1.3.7.4.1 Missions & Stratégie

Avec Storengy SAS et ses filiales, le Groupe est leader du stockage souterrain de gaz en Europe, doté d'une capacité nette de stockage de 12,2 milliards de m³. Dans un contexte marqué par des conditions de marché durablement défavorables et le bouleversement de la scène énergétique, 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.

Sa stratégie vise à :

- apporter des solutions performantes et innovantes au service de ses clients en optimisant son activité sur ses marchés traditionnels et en promouvant des cadres régulatoires adaptés à l'activité de gestionnaire d'infrastructures de stockage ;
- être un acteur engagé de la transition énergétique, en valorisant ses sites au service des territoires ;
- se développer sur des marchés porteurs : production et stockage de gaz renouvelables, solutions visant à compenser le caractère intermittent de la production des ENR électriques, géothermie, en valorisant ses compétences clés (forage, géosciences, procédés de surface, maîtrise des risques, etc.).

1.3.7.4.2 Description des activités

En **France**, au 31 décembre 2018, la filiale Storengy SA exploite en France :

- 14 installations de stockage souterrain (dont 13 sont en pleine propriété). Neuf de ces stockages sont des stockages en nappe aquifère (pour un volume utile total de 9 milliards de m³), quatre sont des stockages en cavités salines (pour un volume utile total de 1 milliard de m³) et un est un stockage en gisement déplété (pour un volume utile de 80 millions de m³) ; trois de ces sites sont en exploitation réduite selon des modalités réglementaires précises (correspondant à un volume utile total de 880 millions de m³) ;
- 36 compresseurs totalisant une puissance de 186 MW, nécessaires au soutirage et à l'injection du gaz naturel ;
- des installations de surface nécessaires au traitement du gaz soutiré, avant injection dans le réseau de transport.

Les stockages souterrains relèvent du Code minier et sont exploités en vertu d'une concession octroyée par l'État après enquête publique et mise en concurrence. En vue de la campagne 2018, le système réglementaire français encadrant l'activité du stockage a été réformé en profondeur. Le dispositif comporte notamment les grands principes suivants :

- la Programmation Pluriannelle de l'Énergie définit le périmètre des infrastructures essentielles à la sécurité d'approvisionnement du territoire. Ce périmètre est celui des infrastructures régulées ;
- un arrêté fixe chaque année le niveau minimum de souscription et remplissage des stockages ;
- la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) définit le revenu autorisé des opérateurs de stockage ;
- les capacités de stockage sont commercialisées au moyen d'enchères publiques assorties d'un système de compensation permettant l'atteinte du revenu autorisé défini par la CRE.

À l'issue des consultations initiées par les pouvoirs publics avec les différents acteurs (opérateurs de stockage, fournisseurs de gaz naturel en France) la CRE a, par sa délibération du 22 février 2018, fixé les paramètres de la régulation. Ces paramètres se sont appliqués à compter du 1er janvier 2018.

En **Allemagne**, Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, détient et exploite six stockages pour une capacité utile de près de 1,7 milliard de m³ (trois sites salins et trois sites déplétés).

Au **Royaume-Uni**, Storengy UK Ltd, filiale à 100% de Storengy, a pour objet la construction et la commercialisation du stockage en cavités salines de Stublach, dans le Cheshire. Il s'agit d'un stockage d'une capacité totale à terme de 400 millions de m³ de volume utile, répartis en 20 cavités. La moitié de la capacité (10 cavités) était en opération et commercialisée en 2017. En 2018, Storengy UK a mis en gaz cinq nouvelles cavités.

1

1.3.8 Global Energy Management

La BU Global Energy Management (GEM) 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.

Le secteur reportable Global Energy Management comprend les activités de la BU GEM et de la structure Entreprises et Collectivités (E&C) qui lui est rattachée. Le rapprochement entre les activités «Entreprises et Collectivités» de ENGIE SA et la BU GEM se concrétise par l'intégration des équipes de gestion de l'énergie pour les clients BtoB France. Le rapprochement étant opérationnel, les résultats financiers des activités «Entreprises et Collectivités» de ENGIE SA sont reportés indépendamment de ceux de GEM, dans le segment «Autres» (voir Section 1.3.8 «Autres»).

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**Variation brute (en %)**
Chiffre d'affaires	6 968	7 638	-8,8
EBITDA	240	(188)	N/A

1.3.8.1 Missions & Stratégie

Présente sur les grands axes portés par le Groupe que sont la décarbonisation des offres clients, la digitalisation et la décentralisation de la production d'énergie, la BU Global Energy Management (GEM) est au cœur de la chaîne de valeur énergétique et gère le portefeuille d'actifs du Groupe en électricité, gaz naturel, produits environnementaux et autres matières premières telles que la biomasse. Elle développe également un portefeuille de clients externes à l'échelle internationale. Enfin, GEM fournit au Groupe et à des tiers différents services de fourniture d'énergie et d'opérations logistiques, d'optimisation d'actifs sur les marchés, d'accès direct à ceux-ci, et contribue également à la compréhension et à l'organisation des marchés à travers le monde.

1.3.8.2 Description des activités

Les activités de la BU GEM sont les suivantes :

- approvisionnement et gestion d'actifs gaziers : gestion et structuration des approvisionnements gaz et support logistiques connexes, optimisation et valorisation des flexibilités des actifs dans le marché, gestion des contrats de capacités (transport et stockage) et régulation gaz ;
- gestion et valorisation d'actifs électriques : optimisation et équilibrage des positions, valorisation des produits ancillaires, accès aux marchés et suivi proactif de la régulation, gestion des actifs électriques et développement des activités de gestion d'actifs pour comptes de tiers ;
- fourniture d'énergie et gestion des risques : commercialisation de gaz, d'électricité et de services à l'énergie vers les Grands Comptes industriels paneuropéens ou nationaux, *sourcing* des commercialisateurs internes au Groupe sur la zone Nord-Ouest Europe ;
- services d'accès marchés : commercialisation de produits standards et structurés autour de la gestion de risque et d'accès aux marchés de l'énergie en Europe, Asie-Pacifique et Amérique ;
- services de gestion et de valorisation d'actifs renouvelables : développement de solutions de marché pour accélérer la transition énergétique, services d'agrégateurs de production décentralisée (vent/solaire) et de flexibilité (*Demand Side Management*).

L'entrée en vigueur de la Loi de Vigilance en 2018 a amené la BU GEM à analyser l'ensemble de ses différentes chaines d'approvisionnement ainsi que ses fournisseurs.

Depuis mai 2018, la BU GEM a également pleinement adopté le nouveau Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD), le nouveau cadre juridique de l'Union européenne qui gouverne la collecte et le traitement des données.

1.3.9 Autres

Le secteur reportable «Autres» englobe les activités de la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, de la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de 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, des 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.

L'entrée en vigueur au 1er janvier 2018 du nouveau mode d'accès aux capacités de stockage en France via un mécanisme d'enchères. Ce nouveau dispositif, introduit par la loi du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures, a conduit à la régulation de l'activité du stockage de gaz en France, en substitution du régime d'accès négocié qui prévalait jusqu'alors, tout en permettant désormais à l'ensemble des acteurs de souscrire les capacités de stockage à leur valeur de marché.

La décision du Conseil d'État du 18 mai 2018 estimant que les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont incompatibles avec le droit communautaire, qui va conduire le gouvernement français à devoir mettre en œuvre l'extinction progressive des tarifs réglementés de gaz et celle des tarifs réglementés de l'électricité pour les sites des grandes entreprises afin de les rendre compatibles avec le droit de l'Union européenne.

La fusion, au 1er novembre 2018, des 2 zones d'équilibrage PEG Nord et TRS, conduisant à une zone d'équilibrage unique (TRF) pour le marché français du gaz, à l'instar du marché de l'électricité ;es progrès

dans la mise en œuvre des codes réseaux électricité visant à harmoniser les règles de fonctionnement du marché *forward, day-ahead, intraday* et *balancing*.

Les négociations triparties européennes sur le «*Clean Energy Package*» ont abouti le 13 novembre 2018, et impacteront le design des marchés électricité : renforcement de la coordination régionale, augmentation de la mise à disposition du marché des capacités de transport transfrontalière, encouragement de la participation de la demande dans les marchés.

L'entrée en vigueur de la Loi de Vigilance en 2018 a amené la BU GEM à analyser l'ensemble de ses différentes chaines d'approvisionnement ainsi que ses fournisseurs.

Depuis mai 2018, la BU GEM a également pleinement adopté le nouveau Règlement Général sur la Protection des Données (RGPD), le nouveau cadre juridique de l'Union européenne qui gouverne la collecte et le traitement des données.

Le 3 janvier 2018, l'entrée en vigueur de la nouvelle directive européenne sur les marchés financiers (MIFID II) contribue à renforcer la transparence et la protection des clients pour les produits financiers dont ils bénéficient.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute (en %)
Chiffre d'affaires	4 498	5 445	-17,4
EBITDA	213	136	+56,6

1.3.9.1 Génération Europe

1.3.9.1.1 Missions & Stratégie

L'environnement du marché de la BU Génération Europe est aujourd'hui impacté par la transition vers une économie moins intensive en carbone. Cette situation se caractérise par un développement croissant de la part des sources d'énergie renouvelables (SER) combiné à une demande d'électricité stable, entraînant une surcapacité et une intensification de la concurrence sur ses marchés matures.

Néanmoins, l'émergence des SER intermittentes entraîne une plus grande volatilité de la production ce qui engendre aussi bien des problèmes de sécurité d'approvisionnement pour l'industrie que des problèmes de stabilité du réseau pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT). Dans ce contexte, les centrales au gaz naturel, en offrant la flexibilité nécessaire, ont un rôle clé à jouer sur les marchés de l'énergie aujourd'hui. Pour permettre aux centrales de rester opérationnelles et de produire de l'électricité en période de faible production à partir d'énergies renouvelables, les gouvernements mettent progressivement en place différents mécanismes permettant de rémunérer les producteurs d'électricité, ce qui assure ainsi une capacité de secours (mécanisme de réserve de capacité, réserve stratégique etc.).

Dans ce contexte, la BU Génération Europe souhaite jouer le rôle de complément aux énergies renouvelables et aider les grands clients industriels à relever les défis de la transition énergétique. La BU Génération Europe propose des offres d'énergie compétitives sur les marchés de matières premières européens matures. Pour ce faire, elle commercialise de l'énergie au prix le plus bas possible en :

- exploitant et développant des activités de production d'électricité à partir de gaz à faibles émissions de CO_2 ;
- développant le stockage par batteries, en particulier en combinaison avec les TGV, et si possible en prolongeant le stockage par pompage ;
- offrant des solutions aux grands groupes industriels pour qu'ils puissent relever les nouveaux défis imposés par la transition énergétique et auxquels ils se trouvent confrontés ;
- soutenant le développement d'une chaîne de valeur durable autour de l'hydrogène vert.

La BU a par aillieurs poursuivi le remodelage de son portefeuille d'activités, contribuant ainsi au plan de transformation d'ENGIE.

1.3.9.1.2 Description des activités

La BU Génération Europe gère un portefeuille d'actifs de production thermique d'une puissance installée de 20,3 GW dans 8 pays européens (France, Belgique, Pays-Bas, Allemagne, Italie, Portugal, Espagne et Grèce). La répartition de la puissance installée par technologie est la suivante : gaz (15,6 GW), charbon (2,9 GW), hydroélectricité et stockage par pompage (1,3 GW), biomasse et autres (0,5 GW).

Outre son activité de production d'électricité, la BU Génération Europe propose aux grands groupes industriels des solutions en matière d'énergie, d'exploitation et de maintenance fondées sur ses forces, sa proximité et ses références solides afin de les aider à relever les défis de la transition énergétique.

1.3.9.2 Tractebel

1.3.9.2.1 Missions & Stratégie

Comme de nombreux autres domaines, le secteur de l'ingénierie évolue dans le monde entier au fur et à mesure de l'évolution des besoins des clients. Dans un environnement très concurrentiel, où les grandes entreprises offrent un large éventail de services dans plus de pays qu'auparavant, Tractebel souhaite renforcer ses capacités mondiales de conseil et d'ingénierie. Tractebel souhaite ainsi se concentrer sur les territoires urbains, des outils d'ingénierie et des solutions intégrées en combinant son expertise dans les domaines de l'énergie, de l'eau et des infrastructures urbaines.

1.3.9.2.2 Description des activités

Tractebel fournit une gamme complète de services tout au long du cycle de vie des projets de ses clients. Son large éventail de compétences s'étend à travers l'Europe, l'Afrique, l'Asie et l'Amérique latine, ce qui lui permet de relever les défis les plus difficiles de ses clients avec des services d'ingénierie et de conseil de haute qualité, quels que soient leurs projets. En 2018, Tractebel a acquis Overdick et Deutsche Offshore Consulting pour devenir un acteur de premier plan dans l'éolien offshore. En outre, elle a signé un accord avec Tata Consulting Services pour développer de nouveaux produits et services en matière de cybersécurité. La participation de Tractebel à la conception d'Armonia, un micro-réseau de 100 MW à Palau, à l'ingénierie de la centrale solaire de Mirzapur en Inde ou à ses services de conseil pour Greater Springfield en Australie, sont des exemples de projets emblématiques de sa stratégie.

1.3.9.3 Gaztransport & Technigaz (GTT)

1.3.9.3.1 Missions & 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. Elle a été créée en 1994 par la fusion de Gaztransport et de Technigaz.

Les missions de GTT consistent à :

- 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 ;
- 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 ;
- promouvoir les nouveaux débouchés du GNL, en contribuant notamment au développement du GNL comme carburant pour la propulsion des navires (*LNG as a fuel*), et du transport de GNL par voie maritime ou fluviale dans des navires de petite ou moyenne taille.

1.3.9.3.2 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 ; 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. En 2018, GTT a obtenu un nombre record de commandes de méthaniers et a confirmé son entrée sur le marché prometteur du GNL carburant.

Cotée sur le compartiment A du marché Euronext Paris, GTT est détenue à hauteur de 40,41% par ENGIE.

1.3.9.4 Activités «Entreprises & Collectivités» d'ENGIE SA

1.3.9.4.1 Missions & 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 – à l'exception des clients dits *Giants* intégrés à la BU Global Energy Management et du bas de portefeuille des clients professionnels intégrés à la BU France BtoC.

1.3.9.4.2 Description des activités

E&C a mené un plan de transformation en 2017 autour de trois chantiers principaux : un plan de performance ambitieux, un recentrage fort sur le cœur de métier qui est la fourniture d'énergie, et un rapprochement avec les équipes de la BU Global Energy Management en charge de l'approvisionnement de gros sur les marchés. E&C a d'ailleurs rejoint le périmètre managérial du Directeur Général de cette BU, tout en conservant son autonomie propre. En 2018, E&C poursuit son redressement en mettant l'accent sur la conquête de nouveaux clients, l'expérience client et l'excellence opérationnelle.

Structuré en deux grands segments commerciaux (Grands Comptes couvrant le haut des portefeuilles public et privé, et Entreprises couvrant les clients diffus et mono-sites comme les copropriétés et les Petites et Moyennes Industries), E&C s'appuie sur trois axes majeurs de différenciation : l'expertise (afin d'éclairer ses clients dans un monde de l'énergie complexe), les énergies vertes (afin d'accompagner ses clients vers un monde décarboné) et la satisfaction client (afin de faciliter la gestion des énergies de ses clients au quotidien).

1.3.9.5 BU Hydrogène

1.3.9.5.1 Missions & Stratégie

La BU Hydrogène a été créée en 2018 en vue d'atteindre un objectif prioritaire : concevoir des solutions énergétiques zéro 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.

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, concevant des modèles d'offres réplicables pour des segments ciblés tels que l'ammoniaque, les raffineries ou les mines ;
- élargissant le champ et l'extensibilité des applications telles que la mobilité, les services au système électrique ou le stockage d'énergie.

1.3.9.5.2 Description des activités

Projets à grande échelle en cours de développement

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

Un certain nombre de pistes commerciales concrètes pour des développements à grande échelle sont en cours de discussion avec des acteurs clés, trois d'entre eux pouvant, à terme, conduire à l'implémentation de projets de grande envergure.

Parallèlement, la prospection progresse dans les zones les plus favorables au développement de projets comme la zone MESCAT, le Maroc, le Sud de la France, les États-Unis, etc.

1.3.10 Présentation des Métiers

Les Métiers mettent au point, avec la Direction de la Stratégie Groupe, ENGIE Research et ENGIE Fab, la vision à moyen terme de leurs différents secteurs d'activité et les feuilles de route de leurs actions de soutien pour accélérer le développement des BU dans leurs champs.

1.3.10.1 Métier Chaîne du Gaz

Le Métier Chaîne du Gaz recouvre toutes les activités de la chaîne de valeur du gaz en amont de la fourniture aux clients du Groupe. L'ambition du Métier est de promouvoir le gaz naturel ou renouvelable comme vecteur de la transition énergétique partout dans le monde, de mettre en place des solutions innovantes et de développer de nouveaux usages.

Les activités principales du Métier sont :

- l'activité «traditionnelle» de la chaîne du gaz, (sur les différents maillons de la chaîne gaz hors exploration-production et *trading* GNL). dans des contextes variés de séparation ou non des activités de commercialisation de celles d'infrastructures ;
- les nouvelles activités gaz (nouveaux produits et solutions comme le biogaz, le *small scale LNG*, le GNL dans le transport, l'hydrogène, etc.).

1.3.10.2 Métier Production Centralisée d'Électricité

Le Métier Production Centralisée d'Électricité intervient pour les projets d'électricité renouvelable, thermique et les projets de distribution électrique.

Le Métier a pour objectifs de :

- soutenir le développement et l'acquisition d'unités de production thermique centralisée ;
- accélérer la hausse de la production issue de ressources renouvelables ;
- élaborer les solutions les plus innovantes et les plus compétitives.

1.3.10.3 Métier Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires

Le Métier Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires vise à orienter l'approche du Groupe vers les défis à long terme posés par l'urbanisation massive et la révolution numérique en :

- contribuant à transformer les nouvelles idées en nouveaux produits et services au sein de chaque BU ;
- favorisant le partage des meilleures pratiques et la gestion des connaissances au sein des BU ;
- créant la démarche stratégique du Groupe pour chaque activité dans son champ d'application.

1.3.10.4 Métier Solutions pour les Entreprises

Le Métier Solutions pour les Entreprises regroupe les activités de ventes d'énergie et services, deux domaines caractérisés par des marchés fortement concurrentiels où les entités du Groupe doivent s'adapter aux attentes et aux besoins évolutifs des clients.

Le Métier œuvre pour favoriser la création d'offres plus locales, modulables et innovantes et a pour principales missions :

- d'apporter une démarche stratégique du marché aux entités BtoB grâce à des analyses stratégiques et de maintenir une veille concurrentielle et technologique pour suivre l'évolution de leur contexte global ;
- d'orienter les opérations d'investissement et de désinvestissement ;
- de soutenir l'activité chez les clients actuels du Groupe et les prospects, en mettant en avant des offres existantes ou en développant de nouvelles offres, des partenariats, etc.

1.3.10.5 Métier Solutions pour les Particuliers et les Professionnels

Le Métier Solutions pour les Particuliers et les Professionnels a pour mission d'accélérer et de faciliter la transition énergétique sur le marché des clients particuliers et professionnels, en proposant des solutions de pointe.

Pour atteindre cette ambition et faire face aux changements sans précédent qui bouleversent le monde de l'énergie, le Métier s'appuie sur les 3 axes suivants :

- accroître les implantations commerciales d'ENGIE en développant le portefeuille de clients et permettre l'accès à l'énergie dans les pays émergents ;
- ouvrir de nouvelles perspectives et soutenir l'excellence opérationnelle en augmentant la satisfaction client et en améliorant la performance commerciale ;
- mobiliser les compétences autour de la responsabilisation et de l'orientation client, en facilitant la capacité à développer de nouvelles idées.

1.4 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 2018, 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 les Notes 22 et 23 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

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

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] (MW)	Type de centrale
Afrique du Sud	Avon	670	Fioul
Allemagne	Wilhelmshaven	726	Charbon
	Zolling	538	Charbon, biomasse, fioul
Arabie saoudite	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	478	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	1 164	Pompage hydraulique
	Doel	2 910	Nucléaire
	Drogenbos	460	Gaz naturel
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jaguara	424	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	Hydroélectrique
	Miranda	408	Hydroélectrique
	Ita	1 450	Hydroélectrique
	Jorge Lacerda	773	Charbon
	Machadinho	1 140	Hydroélectrique
	Salto Osòrio	1 078	Hydroélectrique
	Salto Santiago	1 420	Hydroélectrique
Chili	Mejillones	884	Charbon et gaz naturel
	Tocopilla	891	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	1 510	Gaz naturel
	Taweelah	1 592	Gaz naturel
	Umm Al Nar	1 532	Gaz naturel
Espagne	Cartagena	1 199	Gaz naturel
	Castelnou	791	Gaz naturel
États-Unis	Astoria 1	575	Gaz naturel
	Astoria 2	575	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	Az Zour North	1 539	Gaz naturel
Maroc	Safi	1 250	Charbon
Oman	Al-Rusail	665	Gaz naturel
	Barka 2	678	Gaz naturel
	Barka 3	744	Gaz naturel
	Sohar	585	Gaz naturel
	Sohar 2	744	Gaz naturel
Pakistan	Uch 1	551	Gaz naturel
Pays-Bas	Eems	1 929	Gaz naturel
	Flevo	841	Gaz naturel
	Rotterdam	731	Charbon
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Porto Rico	Ecoelectrica	507	Gaz naturel
Portugal	Elecgas	840	Gaz naturel
	Pego	576	Charbon
	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	3 201	Gaz naturel et fioul
Thaïlande	Gheco One [2]	660	Charbon
	Glow IPP [2]	713	Gaz naturel
Turquie	Ankara Boo	763	Gaz naturel
	Marmara	480	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.
(2) Finalisation de la cession en mars 2019.

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

Pays	Localisation	Volume utile (Mm^3) brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	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 ($Gm^3(n)/an$) [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	0,8

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

1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies

1

1.5.1 L'innovation

Pour être leader de la transition énergétique en Europe, le Groupe s'appuie notamment sur l'innovation pour répondre aux nouvelles attentes de ses clients.

ENGIE Fab est le point d'entrée en matière d'innovation et de nouveaux business, de l'idée à leur mise en œuvre. ENGIE Fab est organisé autour de trois segments : *Innovation & Sourcing*, ENGIE *New Ventures*, et ENGIE *New Business Factory*.

Le segment *Innovation & Sourcing* a pour ambition de positionner le Groupe à l'avant-garde des évolutions des marchés matures de l'énergie et de stimuler la convergence entre les services à l'énergie et les technologies de l'information. Il encourage le développement de nouveaux modèles de croissance et d'exercice des métiers du Groupe. Plusieurs outils et processus sont déployés pour favoriser la créativité entrepreneuriale et faire en sorte que l'innovation concoure durablement au développement commercial du Groupe. La plate-forme collaborative «*innov@ENGIE*», destinée aux collaborateurs d'ENGIE, a pour ambition de favoriser la dynamique de l'innovation et développer l'innovation collaborative dans le Groupe. Au 31 décembre 2018, elle comptait plus de 22 500 membres et près de 800 idées d'innovation avaient été proposées.

Ce dispositif enrichit les démarches déjà existantes, en particulier les Trophées de l'Innovation. Ce concours interne récompense chaque année les projets innovants des collaborateurs du Groupe. L'édition 2018 des Trophées de l'Innovation a recueilli 530 candidatures issues de 36 pays.

Afin de renforcer ses liens avec l'écosystème d'innovation des territoires où il est présent, le Groupe s'associe aux événements majeurs sur le thème de l'innovation. En 2018, ENGIE a notamment été présent au CES à Las Vegas et Viva Technology à Paris. En mai 2018, la «Semaine de l'Innovation» d'ENGIE s'est organisée autour de 130 événements rassemblant des milliers de participants : collaborateurs du Groupe, clients, *start-ups* et entrepreneurs dans 25 pays.

Depuis 2014, ENGIE a lancé plus de 90 appels à projets à destination des *start-ups*. Plus de 2 650 propositions ont été reçues pour répondre aux besoins techniques ou commerciaux des entités opérationnelles du Groupe.

Le fonds d'investissement ENGIE *New Ventures* accompagne des *start-ups* innovantes depuis 2014 afin de créer des options pour ENGIE. Il est doté de 166 millions d'euros et a vocation à prendre des participations (minoritaires) dans des *start-ups* en développement liées aux activités du Groupe, en leur offrant un double levier : financier et opérationnel. Il investit également dans d'autres fonds (par exemple dans le fonds Paris Fonds Vert en 2018).

Au 31 décembre 2018, le portefeuille d'ENGIE *New Ventures* comportait 18 participations directes. Parmi les plus récentes, il faut noter les investissements dans Unabiz (Singapour – applications et objets IoT), HomeBiogas (Israël – production de biogaz à partir de déchets organiques ménagers) et Redaptive (Etats-Unis – efficacité énergétique).

ENGIE *New Business Factory* a été créé mi 2018 pour incuber et accélérer chaque année de nouveaux business ayant le potentiel de devenir majeurs pour ENGIE («*scalutions*», *scalable solutions*). Trois premières idées ont été identifiées et sont en cours de développement : DERMS (systèmes de gestion d'énergie), TEO (solution blockchain d'authentification d'énergie d'origine renouvelable) et A2E (gaz renouvelable pour cuisson).

1.5.2 Recherche & Technologies

Dans un contexte de transition énergétique, les activités de recherche et de développements technologiques soutiennent la préparation des futures activités du Groupe en renforçant sa capacité à détecter, évaluer et tester les nouvelles technologies et *business models* afin de valider des solutions sûres et performantes qui seront intégrées dans les offres de demain. Elles contribuent aussi à l'amélioration continue de la performance des entités opérationnelles.

Ces activités, qui s'appuient sur des partenariats avec des acteurs mondialement reconnus (laboratoires, universités, industriels, *start-ups*), participent à l'intégration du Groupe dans un puissant écosystème de R&D et d'innovation renforçant ainsi la visibilité du Groupe et son développement sur les marchés.

En 2018, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 182 millions d'euros.

La filière Recherche & Technologies, pilotée et animée par ENGIE *Research* concerne 900 collaborateurs. Elle regroupe l'ensemble des entités menant des travaux spécifiques à leurs domaines d'activité :

- les Centres de recherches :
  - l'ENGIE Lab CRIGEN (centre de recherche et d'innovation sur le gaz et les énergies nouvelles),
  - l'ENGIE Lab Laborelec (centre d'expertise et de recherche sur les technologies de l'énergie électrique),
  - l'ENGIE Lab Cylergie (services d'efficacité énergétique et de gestion intelligente de l'énergie).

  Ces Labs sont complétés par des antennes à l'international afin de rapprocher le Groupe d'écosystèmes de recherche locaux très actifs. En 2018, l'empreinte internationale d'ENGIE *Research* s'est développée en complément des Labs de Singapour (APAC), Abu Dhabi (Moyen-Orient), Santiago du Chili (LATAM) ; deux nouveaux Labs ont été créés : le *Lab China* à Shanghai et le *Lab Brasil* à Florianópolis ;
- des Centres d'expertises et d'ingénierie : le Centre d'Expertise en Études et Modélisations Économiques (CEEME), la Direction du Développement Nucléaire, le Centre R&D d'ENGIE EPS (acquisition récente qui étend les capacités R&D du Groupe) et ENGIE Tractebel ;
- des BU et des filiales réalisant des travaux de recherche complémentaires pour soutenir leurs activités, tels la BU France BtoB, GRTgaz, GRDF, Storengy (*GeoEnergy Lab*), la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) et Gaztransport & Technigaz (GTT).

Les expertises transverses réparties entre différentes implantations géographiques d'entités de recherche et de développements technologiques sont regroupées en 22 Labs thématiques correspondant aux thèmes majeurs de recherche du Groupe en lien avec les enjeux d'affaires : nouvelles sources d'énergie, nouveaux usages de l'énergie et digital et technologies supports.

Parmi les travaux notables réalisés par les Labs thématiques en 2018, on peut citer :

- les nouvelles sources d'énergie :
  - nouvelles technologies de production de biogaz : la poursuite des travaux de R&D sur l'ensemble des filières de gaz verts injectables dans les réseaux, avec une forte différenciation des travaux en fonction de la maturité des différentes filières, comme par exemple des innovations incrémentales (nouvelles technologies d'épuration du biogaz, etc.), l'optimisation des performances par la mise en œuvre de technologies digitales ou l'industrialisation de nouvelle filière en réduisant drastiquement les coûts de production. Par ailleurs, ENGIE coordonne pour le compte du GERG (Groupe Européen de Recherches Gazières) un projet européen sur l'évaluation des impacts de composés de traces des biométhanes sur les infrastructures gazières et sur les utilisations finales,
  - filière hydrogène-énergie : la poursuite de l'évaluation des technologies d'électrolyseurs haute température, notamment avec le CEA (Commissariat à l'Énergie Atomique), et la mise au point d'un prototype de production d'hydrogène solaire (en collaboration avec une *start-up* américaine). On notera également le lancement du projet Méthycentre en France permettant de valoriser le CO_2 issu de la méthanisation et l'hydrogène produit par électrolyse en produisant du méthane de synthèse. Concernant les utilisations de l'hydrogène, les premiers essais d'un prototype de pile à combustible réversible associé à un stockage d'hydrogène et batteries, destiné à un usage dans les bâtiments autonomes (micro-cogénération) ont démarré. Signalons enfin la mise en service du démonstrateur *power-to-gas* «*GHRYD*» à Dunkerque (France) qui permet de tester techniquement et économiquement l'injection d'hydrogène renouvelable dans les réseaux de distribution de gaz,
  - liquéfaction : les premiers essais concluants d'une technologie de production de bioGNL (solution «*LiLiBox*») et le passage en phase d'industrialisation, sans oublier le prix de l'innovation GNL obtenu par la solution digitale *Optiretail* (réduction des coûts de transport et de distribution du GNL) à la dernière conférence mondiale du gaz 2018 à Washington (Etats-Unis),
  - énergie solaire : l'inauguration en juin 2018 d'un démonstrateur de production d'électricité à partir de films photovoltaïques organiques sur façade en acier et intégré dans du verre sur un bâtiment d'ENGIE Fabricom à Zwijnaarde (Belgique) et la poursuite des tests de systèmes antisalissures intégrés à des modules photovoltaïques et de robots pour le nettoyage de panneaux PV,
  - énergie éolienne et marine : la préparation d'un projet pilote (100 kW) en France sur la technologie «*AirBorne wind*» avec l'élaboration d'un premier prototype de 30 kW couplé à l'évaluation du potentiel technique en Belgique et l'analyse des interactions entre les radars et les turbines d'éoliennes,
  - géothermie : le développement d'une méthode innovante de détection de vapeur en profondeur pour la production d'électricité testée avec succès à Muara Laboh (Indonésie) et le lancement d'un projet pilote d'usine géothermique zéro émission avec réinjection des gaz non-condensables à Castel Nuovo (Italie) ;
- dans le domaine des nouveaux usages de l'énergie :
  - gestion de l'énergie dans l'habitat du futur : la consolidation des résultats obtenus à l'aide d'un démonstrateur de plateforme énergétique communautaire «*Peer to Peer*» rassemblant 70 habitations et la poursuite de l'évaluation du potentiel de rénovation énergétique des maisons individuelles (en collaboration avec le centre de R&D Energyville en Belgique et la KU Leuven),
  - efficacité énergétique des bâtiments et villes durables : le co-développement, avec la *start-up* française Boostheat, d'une technologie innovante de pompes à chaleur gaz naturel utilisant le CO_2, la mise en place d'un outil de traçabilité des travaux de rénovation et des services d'exploitation du bâtiment basé sur une approche de type *blockchain* ainsi que le développement d'un pilote BIM (tests de 8 technologies de scan du bâtiment existant, softwares et gestion des données dynamiques générées par le pilote),
  - mobilité verte : la poursuite du développement sur le *Smart Charging* et l'évaluation, l'implémentation du concept de *Smart Parking* ou l'anticipation des évolutions de la mobilité urbaine avec les véhicules autonomes. Dans le domaine de la mobilité gaz, les travaux portant sur les technologies de stockage des gaz pour la mobilité, l'amélioration de la rentabilité des stations de gaz naturel et la qualité du biométhane pour le transport routier se sont poursuivis,
  - industrie du futur : la réalisation des premiers *proof-of-concept* mettant en œuvre des simulations numériques de systèmes thermiques, réalité mixte et jumeau numérique appliqués aux systèmes de combustion pour l'industrie 4.0. Par ailleurs, un système de taille industrielle de traitement des eaux de regazéification par biopolymères naturels (terminal Elengy de Fos-sur-Mer, France) a été mis en service,
  - stockage de l'énergie : la poursuite de l'évaluation et de tests de batteries de différents fournisseurs, avec une attention particulière portée sur les aspects sécurité, le vieillissement et l'évaluation de batteries de seconde vie, le développement d'algorithmes d'apprentissage automatique pour les prédictions de perte de capacité,
  - micro-réseaux : l'évaluation des briques technologiques essentielles à la mise en œuvre de micro-réseau (convertisseur, onduleur, générateurs, etc.) et le développement de simulateurs afin de pouvoir éclairer le choix de la meilleure solution de la poursuite du projet de démonstrateur REIDS de micro-réseaux insulaires multi-fluides et multi-énergies îles à Singapour,
  - qualité de l'air intérieur : la mise en place d'un protocole de suivi du confort et de la qualité de l'air dans un bâtiment tertiaire en rénovation, le déploiement d'une offre répondant aux exigences sur la qualité de l'air intérieur dans les écoles et les crèches, le développement d'une technologie de mesure en continu des trichloramine (air des piscines), les audits de qualité de l'air dans les bâtiments tertiaires (ou à usage plus spécifique) ainsi que les tests de nouveaux capteurs Qualité de l'Air Connectés,
  - éclairage : le développement d'un service permettant l'évaluation des infrastructures d'éclairage public avec un contrôle des niveaux d'éclairage, la détection du nombre de points d'éclairage et la localisation de points d'éclairage défectueux,
  - émissions et utilisation du CO_2 : l'identification des technologies de captage et valorisation du CO_2 les plus pertinentes pour différents types d'industries (cimenteries, raffineries, etc.) et la participation active à l'association «*CO_2 Value Europe*» avec un focus particulier sur la problématique du «*CO_2 to fuels*»,
  - impacts environnementaux et sociétaux : la poursuite du développement de méthodologies et services d'évaluation des performances environnementales et économiques de projets d'écologie industrielle ou des différentes filières renouvelables ou encore l'évaluation des conséquences environnementales

du déploiement de filières gaz verts à différentes échelles territoriales ;

- dans le domaine des Technologies digitales, transversales et disruptives :
  - intelligence artificielle (AI) : la poursuite du développement d'algorithmes et de modèles par exemple pour les clients BtoT (optimisation du trafic routier, etc.), pour améliorer la performance des actifs industriels (détection de défauts sur éolienne, etc.) ou pour le *facility management* chez des clients BtoB (reconnaissance d'objets en espaces intérieurs, etc.), le développement de plusieurs applications des *blockchains* dans le domaine de l'énergie, et le développement de plateformes pour les communautés d'énergie et les *microgrids* (développement d'un «*Energy Management System*» pour le pilote REIDS à Singapour,
  - cybersécurité : le développement d'une approche intégrée permettant de sécuriser les systèmes de communautés d'énergie et micro-réseaux,
  - capteurs communiquant et nanotechnologies : la poursuite du développement de nouveaux capteurs miniaturisés et connectés comme par exemple un micro-analyseur pour la mesure du pouvoir calorifique du gaz, le test au Brésil d'une infrastructure de capteurs autonomes pour la détection de sources géologiques d'hydrogène naturel, le prototypage de capteurs de comptage autonomes et «*blockchain-ready*» pour les certificats de garantie d'origine ou la mise en production de capteurs ATEX connectés pour le suivi de méthaniseurs ou la mise au point d'une offre de détection de chutes des personnes âgées pour intégration à une offre *e-santé*,
  - robots et drones : la priorité a été donnée en 2018 au développement de solutions de surveillance de sites ou de détection d'anomalies sur les infrastructures du Groupe avec, notamment le développement de plateformes robotiques autonomes, d'outils informatiques de détection, de localisation et d'analyse de défauts (éolienne, PV, réseau chaleur, ouvrage d'art, etc.) et d'offres d'inspections en intérieur ou sous-marines et la réalisation de missions longues élongations pour le suivi d'infrastructures gazières,
  - modélisation de systèmes énergétiques : la poursuite des travaux sur l'optimisation des systèmes d'énergie multi-fluides (énergie-mobilité, territoires énergétiques multi-fluides, *roadmap* de décarbonisation et électrification rurale) ainsi que le développement d'outils de simulation et d'optimisation pour l'intégration dans les systèmes électriques de la flexibilité disponible à l'échelle d'un bâtiment,
  - Impression 3D : la réalisation de tests de tenue à la fatigue des pièces métalliques imprimées en 3D.

Les expertises développées par les Labs thématiques en collaboration étroite avec les BU et des partenaires externes de premier plan permettent de porter à maturité de nouvelles technologies et d'intégrer les meilleures d'entre elles pour proposer de nouvelles offres à haute valeur ajoutée à nos clients.

2

Facteurs de risque et contrôle

2

2.1 Processus de gestion des risques 42

2.1.1 Politique de gestion globale des risques 42
2.1.2 Gestion de crise 42
2.1.3 Couverture des risques et assurances 42

2.2 Risques liés à l'environnement externe 43

2.2.1 Environnement économique et concurrentiel 43
2.2.2 Environnement réglementaire et politique 44
2.2.3 Impact du climat 47
2.2.4 Risque de réputation 47

2.3 Risques opérationnels 48

2.3.1 Achats - ventes 48
2.3.2 Gestion des actifs et développements 49
2.3.3 Risques juridiques 49
2.3.4 Risques éthiques 50
2.3.5 Risques liés aux ressources humaines 50
2.3.6 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine 50
2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information 51

2.4 Risques industriels 52

2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso 52
2.4.2 Pollution du milieu environnant 52
2.4.3 Risques sur les activités nucléaires 52
2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures 53

2.5 Risques financiers 54

2.5.1 Risque de marché sur matières premières 54
2.5.2 Risque de contrepartie 54
2.5.3 Risque de change 54
2.5.4 Risque de taux d'intérêt 55
2.5.5 Risque de liquidité 55
2.5.6 Risque de dépréciation 55
2.5.7 Risque sur actions 55
2.5.8 Risque fiscal 55
2.5.9 Risque sur le financement des pensions de retraite 56

2.6 Procédures de contrôle interne 57

2.6.1 Définitions et objectifs du contrôle interne 57
2.6.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne 57
2.6.3 Le contrôle interne propre à l'information financière et comptable 58
2.6.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne 60
2.6.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif 60

Les risques significatifs auxquels le Groupe estime être exposé sont présentés ci-après. D'autres risques de moindre ampleur ou non connus à ce jour pourraient également l'affecter. 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 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 4.1.1.2.3 «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

ENGIE peut devoir faire face à des situations de crise. Le Groupe a donc défini une politique de gestion de crise, qui précise les principes généraux et les rôles des différents acteurs, et a mis en place une organisation spécifique adaptée.

Le Groupe s'est ainsi doté d'un dispositif d'alerte, d'analyse et de décision pour gérer la crise au niveau approprié de l'organisation.

L'efficacité du dispositif est appréciée régulièrement par des contrôles internes et des exercices appropriés.

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 scénarios de sinistres et des conditions de couverture offertes par le marché (capacités disponibles et conditions tarifaires) ;
- le financement est optimisé : les risques de faible ou de moyenne amplitude sont couverts par l'autofinancement, par des franchises et des rétentions ou au travers de la société de réassurance du Groupe dont les engagements représentent en base cumulée un sinistre maximum estimé d'environ 0,14% du chiffre d'affaires 2018 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 de centrales 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 2 décembre 2018.

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 Risques liés à l'environnement externe

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 Sections 1.5.1 «L'innovation» et 1.5.2 «Recherche & Technologies»).

2.2.1 Environnement économique et concurrentiel

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 décarbonisation de la production, énergies renouvelables, nouvelles technologies, digitalisation, nouveaux profils de concurrents, etc. (voir Sections 1.1.4 et 1.1.7 ci-dessus).

En Europe, après plusieurs années de baisse, les prix des commodités amorcent une remontée. Leurs fluctuations régulières créent une incertitude sur un certain nombre d'actifs du Groupe.

La faible croissance de la demande en gaz naturel pourrait entraîner des surcapacités dans les infrastructures gazières.

Concernant les activités de services, la concurrence reste forte et pèse 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 induite par la transition énergétique implique une réduction des barrières à l'entrée dans certaines activités (photovoltaïque, services) permettant à des acteurs de taille plus réduite de se positionner en concurrence avec le Groupe.

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, etc.) de plus en plus actifs sur la totalité de la chaîne de valeur.

Face à ces incertitudes et ces changements :

- A court terme, le Groupe optimise son parc de production, gère les risques de marché (voir Section 2.5.1 «Risque de marché sur matières premières»), adapte son portefeuille d'actifs et mène une veille active sur les évolutions qui se dessinent ; le Groupe a également entrepris de réduire significativement son exposition *merchant ;*
- A moyen terme, le Groupe se mobilise pour proposer un nouveau modèle de marché de l'énergie et milite en faveur d'un prix du CO_2 plus élevé sur le marché européen. Il se mobilise également en Europe et en France pour proposer une évolution du marché du gaz, en développant le biogaz et en Belgique pour construire des conditions permettant l'exploitation des centrales nucléaires dans des conditions économiques favorables. Par ailleurs, il transforme son modèle d'affaire (voir Sections 1.1.4 et 1.1.5 ci-dessus).

2.2.2 Environnement réglementaire et politique

Le paysage législatif et réglementaire des métiers du Groupe est en mutation, tant au plan environnemental et social qu'au plan de la régulation du secteur énergétique.

2.2.2.1 Législation environnementale et sociétale

Les métiers du Groupe sont soumis à de nombreuses lois et réglementations relatives au respect de l'environnement, à la promotion des systèmes de production énergétique à zéro ou à faibles émissions de gaz à effet de serre, à la réduction des consommations d'énergie, à la protection de la santé et de la biosphère, ainsi qu'à des normes de sécurité. Les projets et textes législatifs mentionnés ci-après, ou d'autres à venir, pourraient notamment impacter la stratégie et les résultats du Groupe.

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 et 24 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 d'ici 2020, le rapport 1,5 °C du GIEC (Groupe d'Experts Intergouvernemental sur l'Évolution du Climat) 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.

En Europe :

- La politique européenne en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 («Union de l'énergie») promeut l'efficacité énergétique, la réduction des émissions de CO_2 et l'augmentation de la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique ;
- les évolutions des réglementations européennes et nationales sur les quotas et les prix de CO_2 affectent le marché du CO_2 en Europe et ont des conséquences sur la compétitivité relative du gaz naturel et du charbon dans la production d'électricité. Au plan européen, l'accord de 2018 sur la révision post-2020 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre a conduit à une hausse des prix du CO_2 dont le cours reste volatile.

En France :

- Dans le cadre de la loi française sur la transition énergétique pour la croissance verte, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) publiée en octobre 2016 réaffirme ses deux priorités en matière de diminution de l'empreinte CO_2 et de développement des énergies renouvelables. Le Groupe reste attentif aux mesures visant à atteindre ces objectifs, notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, la mise en concurrence des concessions hydroélectriques et les dispositifs de lutte contre la précarité énergétique. La SNBC (Stratégie Nationale Bas-Carbone) et sa déclinaison sous forme de PPE devraient être mises à jour d'ici en 2019 par les pouvoirs publics. Les choix opérés en matière de mix énergétique peuvent influer grandement sur les parts de marché du gaz naturel ;
- la mise en place de la quatrième période concernant les obligations en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) à partir du 1er janvier 2018 jusqu'au 31 décembre 2020 accroît fortement les obligations d'ENGIE par rapport à la période précédente. La rareté des CEE, la révision à la baisse des forfaits et les exigences renforcées ont conduit à une hausse des prix des CEE en 2018, qui devrait se poursuivre, ce qui pourrait avoir un impact sur les marges du Groupe ;
- la future réglementation thermique, en fonction de ses modalités de prise en compte de l'empreinte CO_2 dans les nouvelles constructions, pourrait relancer le chauffage électrique au détriment du gaz ;
- la loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages en France inscrit dans le code de l'environnement le principe «Éviter, Réduire, Compenser». Ce principe est également présent dans la réglementation d'autres pays. Elle introduit également le principe du préjudice écologique. Publié le 4 juillet 2018, le plan biodiversité vient appuyer la mise en œuvre de cette loi et accélérer la mise en œuvre de la Stratégie nationale pour la biodiversité (objectif 2020). Ces textes renforcent les contraintes environnementales sur les projets en France, mais sont de fait source d'innovation pour mettre en œuvre des solutions préservant la nature.

Partout dans le monde, la montée en puissance de l'application de la «*soft law*» nécessite d'analyser les activités du Groupe sous un prisme complémentaire, intégrant encore davantage les attentes et questionnements des parties prenantes.

Le Groupe réoriente sa stratégie et optimise son parc de production et son portefeuille de projets pour saisir les opportunités et s'efforce de limiter l'ensemble de ces risques notamment dans le cadre d'une politique environnementale et sociétale proactive (voir Section 3.5 «Informations environnementales»). En 2015, le Groupe a décidé de ne plus lancer de nouveaux développements dans le charbon. Il a cédé en janvier 2018 sa participation dans la centrale à charbon de Loy Yang B en Australie, a finalisé la cession de sa participation dans Glow en Thaïlande en mars 2019 et est en train de céder ses actifs charbon qu'il détenait en Allemagne et aux Pays-Bas, réduisant ainsi les risques liés aux activités charbon.

2.2.2.2 Réglementation sectorielle

En Europe ou dans certaines autres régions incluant les États-Unis, l'Asie-Pacifique, le Mexique 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 le prélèvement de fonds constitués pour le démantèlement des centrales nucléaires, 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.

Certaines évolutions réglementaires pourraient modifier le profil de risques du Groupe et impacter ses résultats ainsi que son *business model*.

En Europe :

- La Commission Juncker a mis en œuvre un train législatif d'ampleur en application de son projet d'«Union de l'énergie», le *Clean Energy Package*, complété sur les enjeux de mobilité durable par le *Clean Mobility Package*. Certaines évolutions sont positives, notamment en ce qu'elles confèrent une plus grande visibilité, par exemple la formalisation d'un cadre énergie climat à 2030 basé sur des objectifs de développement des renouvelables et de l'efficacité énergétique, un marché carbone renforcé ou l'adaptation du modèle de marché de l'électricité (voir Section 2.2.2.1 ci-dessus). D'autres pourraient avoir des impacts plus contrastés sur les activités du Groupe, par exemple la tendance à pousser l'électrification des usages, notamment dans le bâtiment et le transport. Dans la dernière phase des négociations sur la nouvelle architecture du marché de l'électricité, le Groupe est particulièrement attentif au cadre qui permettra un développement coordonné des marchés de capacités nationaux dans un environnement de sécurité juridique, aux futures règles relatives à la propriété des moyens de stockage ainsi que l'impact des futures normes européennes sur l'évolution des tarifs réglementés en électricité. Par ailleurs, il veille à ce que les solutions gaz (GNL, GNV, hydrogène) soient reconnues dans la palette des carburants alternatifs promus par le *Clean Mobility Package ;*
- la mise en œuvre des règles communes pour le marché intérieur européen de l'électricité et du gaz (notamment les codes de réseau électricité et gaz) a pour objectif la finalisation d'un véritable marché intérieur de l'énergie. Ces évolutions, nécessaires mais non suffisantes pour adapter le marché à la transition énergétique, pourraient faciliter l'émergence de signaux de prix permettant aux diverses sources de flexibilité (production, demande, stockage) d'être valorisées dans le marché ;
- les lignes directrices pour les aides d'État à l'énergie et à l'environnement, publiées en 2014, impactent les activités du Groupe, notamment les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables (pour les intégrer progressivement au marché) ou à l'efficacité énergétique, le financement des infrastructures, les exemptions de taxes pour l'environnement et les exemptions de charges liées au financement des renouvelables (tarifs préférentiels pour les industriels), ainsi que les mécanismes de rémunération de capacités.

En France :

- Une partie des ventes du Groupe est réalisée dans le cadre de tarifs administrés. Les lois et règlements français et la réglementation européenne, ainsi que les décisions des instances de régulation (en particulier la CRE pour les tarifs d'accès à certaines infrastructures) peuvent affecter le chiffre d'affaires, les bénéfices ou la rentabilité du Groupe en cas de répercussion partielle des coûts d'approvisionnement, des coûts d'infrastructures et des coûts commerciaux dans les tarifs de vente de gaz naturel, de répercussion partielle des coûts dans les tarifs d'accès aux infrastructures gazières ou de vente d'électricité issue des énergies renouvelables ;
- la régulation des stockages souterrains de gaz naturel, entrée en vigueur le 1er janvier 2018, assure une plus grande stabilité des revenus associés. Toutefois le périmètre des actifs régulés reste à définir dans le cadre de la révision annuelle de la PPE ;
- l'ouverture du marché de l'électricité à d'autres fournisseurs que l'opérateur historique, au-delà de celle obtenue pour les très grands clients, est encore faible et peut être mise à risque par l'apparition de ciseaux tarifaires avec des tarifs réglementés qui subsistent et sont en concurrence avec les offres commerciales ;
- la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 qui ouvre la voie à une fin des Tarifs Réglementés de Vente de gaz aux particuliers, sans mesure symétrique de suppression des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité, pourrait pénaliser les parts de marché du Groupe en France. La décision du Conseil d'État du 18 mai 2018, ouvre, elle, la voie à une fin des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité pour seulement une partie des clients professionnels. Le gouvernement a entrepris de légiférer sur les tarifs de gaz et d'électricité *via* la loi PACTE, dont l'examen par l'Assemblée Nationale s'est déroulé en octobre 2018 et celui par le Sénat est envisagé début 2019.

En Belgique :

- Le gouvernement a travaillé à l'élaboration d'un «pacte énergétique» ayant pour objectif de définir les grandes orientations de la politique énergétique future et de développement durable qui a été adopté fin mars 2018. Il maintient l'objectif d'une sortie du nucléaire en 2025, pour autant qu'un certain nombre de critères soient remplis : la sécurité d'approvisionnement, les objectifs climatiques, des prix compétitifs pour les industriels, et la sûreté nucléaire. Un comité de suivi sera instauré pour évaluer le respect de ces critères. Suite au pacte, le Groupe pourrait être exposé à moyen terme à de nouvelles réglementations qui définiraient par exemple le mix énergétique destiné à la production d'électricité à atteindre d'ici 2050 et/ou de nouvelles obligations imposées aux fournisseurs d'électricité et de gaz afin d'atteindre les objectifs du pacte énergétique. Ce pacte offrira également des opportunités au Groupe, particulièrement dans le domaine des services ;
- le projet de loi sur la mise en œuvre d'un mécanisme de rémunération des capacités (CRM), dont l'objectif est de garantir la sécurité d'approvisionnement, c'est-à-dire une capacité de production suffisante pour permettre la sortie du nucléaire en 2025, devrait être voté avant les prochaines élections fédérales en mai 2019 ;
- 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 qui s'étendra jusque début 2020 (voir Notes 10 et 14 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»). 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 fin juin 2015, a été approuvée par l'AFCN (Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire) dans le cadre de la 4e révision décennale, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui s'étendra jusque début 2020. Des recours en justice 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 sont toujours en cours avec un risque d'annulation éventuelle de cette loi (voir Note 28 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés») ;

- la mise en conformité avec les normes sismiques recommandées par l'Association des régulateurs nucléaires européens (AFCN) qui pourrait être transcrite en droit belge, pourrait entraîner des investissements complémentaires et obérer les résultats d'Electrabel ;
- l'exploitation des centrales nucléaires est encadrée notamment par des autorisations de rejets radioactifs. Dans ce cadre, le Groupe réduit autant que possible ses rejets d'effluents liquides et gazeux radioactifs, tout en maîtrisant le volume des déchets de faible et moyenne activités. 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. Cette proposition doit encore être approuvée par le Gouvernement belge ;
- 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 20.2 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés».

Dans les autres régions du monde :

- Des mécanismes de contrôle des prix existent également dans d'autres pays que la France, notamment en Belgique, en Italie, en Roumanie, au Brésil et au Mexique, pour les activités de production, de distribution et de vente d'énergie, avec des impacts potentiels sur les résultats du Groupe ;
- au Brésil, le Groupe est exposé à des changements de la régulation des marchés de l'électricité, tels que la réduction des subventions ;
- l'évolution de la régulation du marché de l'énergie aux États-Unis pourrait impacter les activités et le développement du Groupe dans cette zone ;
- au Mexique et dans la région Asie-Pacifique, la dérégulation des marchés de l'énergie ou l'évolution des tarifs pourraient remettre en cause le maintien ou le renouvellement de certains contrats de vente de l'électricité produite ou leur rentabilité et ainsi augmenter l'incertitude sur les résultats.

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

2.2.2.3 Responsabilité sociétale

L'exercice des activités du Groupe implique 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 ou au motif de contestation des prix de l'énergie.

Le Groupe développe donc une large concertation en amont de ses projets, noue des partenariats avec la société civile et s'assure des retombées économiques positives de ses activités, en adéquation avec les attentes des communautés (voir Section 3.6 «Informations sociétales»).

La loi du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre élargit le périmètre des responsabilités légales du Groupe et donc les sujets potentiels de mise en cause en cas de manquement, avec un possible effet sur la réputation du Groupe (voir Section 4.3 «Plan de vigilance»).

2.2.2.4 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 : changement de régulation, défaut souverain, convertibilité, expropriation, corruption, faits de guerre ou de terrorisme, effets extraterritoriaux de certaines législations. De plus, dans certains pays, le Groupe pourrait être dans l'incapacité de défendre ses droits par manque d'indépendance des tribunaux locaux en cas de conflit avec les États ou d'autres entités publiques locales.

La diversité des implantations du Groupe permet une certaine atténuation des risques 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 Unit*» responsables de leur compte de résultat et de leurs investissements. Chacune d'entre elles est placée sous la supervision d'un Directeur General Adjoint du Groupe, membre du Comité Exécutif. Cette organisation permet une gestion au plus près du terrain des évolutions politiques et règlementaires de chaque pays d'implantation tout en assurant une prise en compte du risque pays au niveau adéquat.

- Aux États-Unis, l'adoption le 2 août 2017 de la Loi CAATSA (*Countering America's Adversaries Through Sanctions Act*) permet (de manière discrétionnaire) au Président des Etats-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 (voir Section 2.3.2). Le Département d'Etat a publié le 31 octobre dernier des clarifications publiques *(guidance)* sur la manière dont il entendait mettre en oeuvre la loi en pratique. Dans ce cadre, le Département d'Etat indique que les projets débutés/initiés avant le 2 août 2017 ne sont pas soumis à d'éventuelles sanctions au titre de cette Section 2.3.2. Il est précisé qu'il faut 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. Sur ces bases, les engagements contractuels de financement d'ENGIE, signés avant le 2 août 2017, ont pu être remplis. Si toutefois des sanctions étaient décidées concernant le projet Nord Stream II, elles pourraient impacter les contracteurs du projet (mais des solutions alternatives existent), les investissements futurs d'ENGIE (qui se mettrait alors en *drawstop* comme les autres compagnies européennes afin de ne pas être sanctionnable et Gazprom devrait continuer à financer seul le projet) ou les investissements réalisés en imposant à ENGIE de sortir de ses contrats de financement. Cette dernière éventualité paraît peu

probable. Le Groupe mobilise tous les moyens dont il dispose pour réduire ce risque.

- En Europe, le *Brexit* devrait avoir un impact limité sur les activités du Groupe. Les incertitudes sur la capacité du gouvernement britannique et des instances européennes d'obtenir un accord politique et l'éventualité d'un *Brexit* sans accord sont monitorées dans l'objectif d'identifier les ruptures juridiques qui pourraient affecter les activités du Groupe au Royaume-Uni et celles des entités ayant des relations avec la BU Royaume-Uni. Les conséquences du *Brexit* sur le trading du gaz et de l'électricité, le fonctionnement du marché carbone européen, la continuité des contrats, le processus RH devront être évaluées plus précisément en fonction de l'issue des négociations et de l'existence ou non d'un accord politique entre le Royaume-Uni et l'Union européenne.
- La sortie du Royaume-Uni du traité Euratom ne devrait pas avoir d'impact significatif sur ENGIE dans la mesure où le Groupe s'est retiré du projet NuGen, où les filiales du Groupe ayant des activités dans le secteur nucléaire britannique sont implantées en Angleterre avec du personnel anglais et où des mesures ont déjà été prises par Synatom en ce qui concerne le combustible nucléaire.

2.2.3 Impact du climat

Les informations présentées dans cette section et dans la Section 3.5.4.1 «Le 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) ont un impact sur la production et sur la demande d'énergie. Ils ont un effet direct sur les résultats 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.

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, obligation de réduction des émissions de CO_2, conflits d'usage de l'eau, préservation des puits naturels de carbone, etc.

Pour gérer ce risque, 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 2020, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 3.5 «Informations environnementales»). L'accroissement de son parc d'énergies renouvelables et le développement d'offres de services constituent des axes majeurs de la stratégie d'ENGIE en faveur de la transition énergétique. Dans une vision à plus long terme, ENGIE a décidé fin 2017 de s'engager sur une trajectoire compatible avec l'objectif de limitation de la hausse des températures à 2 °C, en réduisant ses émissions directes de 85% à horizon 2050 et en développant une substitution du gaz naturel par du gaz renouvelable ;
- le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une intensification des événements météorologiques extrêmes (voir Section 3.5 «Informations environnementales») ;
- 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 Disclosures*) et étudie la mise en œuvre de ses recommandations.

2.2.4 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.

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 (Voir Sections suivantes 2.3 «Risques opérationnels» et 2.4 «Risques industriels») et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation.

Le Groupe s'appuie sur une agence de 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.

Le Groupe veille à assumer ses responsabilités environnementales et sociétales, avec notamment la fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood en Australie fin mars 2017 et le traitement des activités nucléaires sans compromis en matière de sûreté.

2.3 Risques opérationnels

2.3.1 Achats - ventes

2.3.1.1 Achats-ventes de gaz naturel

Le Groupe a constitué un portefeuille d'achat composé en partie de contrats à long terme, dont certains comportent une clause de *take-or-pay* qui, dans certaines conditions, impose d'enlever des volumes minimaux sur une période.

En cas d'interruption majeure d'approvisionnement en gaz naturel (par exemple interruption des livraisons du gaz russe ou du transit en Ukraine) ou bien de difficulté à renouveler certains contrats à des conditions économiques favorables, le coût de remplacement de ce gaz, incluant le transport, pourrait être plus élevé et affecter les marges du Groupe. Afin de limiter ce risque, le Groupe dispose de nombreux instruments de flexibilité et de modulation (flexibilités des contrats à long terme, capacités de stockage et de regazéification, recours aux achats sur les places de marché) et d'un portefeuille diversifié.

Les prix des contrats d'achat à long terme peuvent être décorrélés des prix de vente ou des prix des places de marché du gaz (notamment du fait des coûts d'acheminement). Cet écart peut avoir un impact significatif sur les résultats du Groupe. Les contrats à long terme incluent des clauses de révision de prix permettant d'ajuster l'équilibre économique entre le producteur et l'acheteur. La marge achat-vente du Groupe peut donc évoluer en fonction des révisions de prix des contrats de gaz et de l'état du marché du gaz en général.

Les négociations conduites ces dernières années ont permis d'intégrer des indices de marchés dans les contrats à long terme et/ou de réduire le différentiel entre les prix des contrats et ceux des places de marché. Elles ont également permis d'augmenter la fréquence des révisions de prix.

2.3.1.2 Achats-ventes d'électricité

Le Groupe est producteur d'électricité, notamment en Europe et au Brésil où la rentabilité de ses actifs est liée principalement aux prix des marchés de l'électricité. La conjoncture économique ou les décisions de certains États concernant le secteur électrique peuvent conduire à une volatilité des prix de l'électricité pouvant avoir des impacts sur les résultats du Groupe.

Le Groupe peut parfois être conduit à acheter de l'électricité pour fournir ses clients et pallier par exemple une indisponibilité temporaire de son parc. Ces achats sont optimisés mais pourraient générer un surcoût d'approvisionnement.

Le Groupe suit l'évolution de son exposition aux risques et prend les décisions adaptées (voir Section 2.5.1 «Risque de marché sur matières premières»).

2.3.1.3 Risques opérationnels liés aux achats-ventes d'énergie

Dans ses activités d'optimisation de portefeuille d'actifs physiques (centrales), de contrats à long terme et de clients, de même que dans la gestion des positions financières associées, le Groupe est exposé à des risques opérationnels, comme la fraude, l'erreur d'exécution, la défaillance des processus et des systèmes. S'ils devaient se matérialiser ces risques sont susceptibles d'emporter des conséquences économiques mais également réputationnelles pour la Société. Les opérations sont encadrées par une supervision adaptée et les risques sont pris en compte dans le cadre du programme de contrôle interne du Groupe appelé «INCOME». De plus, un dispositif spécifique de supervision renforcée des risques opérationnels a été mis en place dans certaines entités du Groupe visant à un recensement des incidents, à l'analyse de leurs causes premières et la mise en place de plans de remédiation appropriés.

2.3.1.4 Risques achats et chaînes d'approvisionnement (hors énergie)

La mission principale de la fonction Achats d'ENGIE est de proposer aux opérationnels un panel de fournisseurs compétitifs, différenciants et de mener avec eux les négociations et les suivis de contrats. Cette relation fournisseurs permet de développer l'activité d'Engie tout en maintenant le respect des engagements du Groupe et en pilotant les risques de l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement.

La gestion des risques achats suit l'organisation de la fonction achat :

- les risques liés aux principaux fournisseurs du Groupe (appelés fournisseurs «préférentiels») sont gérés en transverse au niveau de la Direction Sourcing Stratégique et Achats du Groupe par le *Category Manager* en charge de sa catégorie. Il réalise une analyse complète des risques de la chaîne d'approvisionnement sur l'ensemble des dimensions (techniques, industrielles, financières, éthiques, santé-sécurité, environnementales, droit humain etc.). Les fournisseurs sont qualifiés et sélectionnés selon leur exposition à ces risques pondérés du risque pays. La contractualisation avec ces fournisseurs intègre des clauses spécifiques en fonction des critères de risques rencontrés qui peuvent donner lieu à des systèmes de pénalités en cas de non-respect. Enfin, une mesure de la performance délivrée par les fournisseurs est réalisée périodiquement dans le cadre des «Business reviews» et les plans d'amélioration associés sont revus par le *Category Manager* ;
- les risques liés aux fournisseurs majeurs de chaque BU sont gérés par les Directeurs Achats (CPO) de chaque BU qui adaptent leur plan de mitigation en fonction des spécificités de leur BU (métiers, législation locale...). Cette gestion du risque achat de la BU est intégrée dans le système de management des risques ERM de la BU ;
- plus globalement, les risques principaux de la chaîne Achats, qui font l'objet d'un pilotage au niveau du Groupe sont :
  - les manquements opérationnels et contractuels de nos fournisseurs,
  - la perte de données sensibles du Groupe confiées à nos fournisseurs,
  - un manquement aux engagements d'Entreprise Socialement Responsable (ESR), en particulier sur les dimensions Santé Sécurité, Droits Humains et Environnement (qui contribuent au plan de prévention du devoir de vigilance),
  - les retards de paiement par ENGIE des factures fournisseurs.

Enfin, dans les projets industriels, la gestion des risques couvre la chaîne Achats, les fournisseurs, et sous-traitants.

2.3.2 Gestion des actifs et développements

2.3.2.1 Optimisation du portefeuille d'actifs et investissements

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. Le Groupe procède également à des cessions d'actifs pour lesquelles il peut être conduit à octroyer certaines garanties de passif (voir Note 17.1.5 Section 6.4.2 «Notes aux Comptes sociaux»).

Les processus d'analyse, d'audit – notamment lors des 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, limitée par l'encadrement juridique et réglementaire applicable en droit local des sociétés, et du résultat du processus de négociation.

En ce qui concerne l'intégration, le Groupe a mis en place une équipe dédiée afin de développer une méthodologie adaptée et d'accompagner les BU dans le processus.

2.3.2.2 Risques sur opérations de croissance organique et 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 grands projets (tels que les centrales thermiques (Fadhili en Arabie Saoudite, Safi au Maroc, Pampa Sul au Brésil, IEM Red Dragon au Chili), les parcs éoliens en mer (Tréport et Noirmoutier en France, Moray au Royaume-Uni) et les infrastuctures gazières (stockage de gaz Stublach au Royaume-Uni notamment)) et une majorité de projets de taille moyenne à petite (énergies renouvelables (parc solaire Kathu en Afrique, projets éoliens au Brésil et en Égypte notamment), réseaux locaux de chaleur ou de froid). 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 responsable pour certains projets de la conception et de la construction d'installations. 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 ou pénale du Groupe. Cela pourrait avoir un impact négatif sur l'image, la situation financière ou les résultats du Groupe.

Le Groupe a renforcé le suivi opérationnel et la supervision des projets et a mis en place un pilotage du portefeuille des projets majeurs au niveau Groupe 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, une formation centrée sur la gestion des risques dans les projets a été développée à destination de l'ensemble des chefs de projet et développeurs.

Enfin, la mise en œuvre de dispositifs de *contract management* permet de maîtriser une partie de ces risques, entre autres par des mécanismes d'indemnisation. La souscription d'assurances permet d'indemniser les sinistres assurés mais aussi d'améliorer la prévention.

2.3.2.3 Risques liés aux partenariats et participations

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.

Pour faire face à ces situations le Groupe peut 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.

2.3.3 Risques juridiques

Le Groupe gère avec diligence ses activités, y compris dans leur dimension juridique. Afin de limiter les risques juridiques inhérents à toute activité commerciale, le Groupe assure une veille du cadre légal et réglementaire, de ses activités opérationnelles, des partenariats, des opérations de croissance externe et des contrats conclus avec des tiers, grâce notamment à la présence de directions juridiques tant au niveau de la maison mère que de chaque BU.

Néanmoins, le Groupe peut se trouver confronté à des situations de contentieux, d'enquêtes et/ou de procédures, dont les principaux sont décrits dans la Note 28 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés». Il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autres procédures administratives, judiciaires ou d'arbitrage (y compris en suspens ou dont elle est menacée[1]) susceptibles d'avoir ou ayant eu au cours des 12 derniers mois des effets significatifs sur la situation financière ou la rentabilité du Groupe.

(1) Ce terme s'entend des enquêtes ou contrôles engagés.

2.3.4 Risques éthiques

Les principaux risques identifiés sont : la corruption, l'atteinte aux droits humains, la non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, la fraude ou l'atteinte aux données personnelles. Tout manquement aux principes éthiques du Groupe est susceptible de constituer un risque tant juridique que de réputation (voir Note 28 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Les risques éthiques sont analysés annuellement et les plans d'actions définis si besoin. De plus, les risques liés à la corruption et aux droits humains font l'objet d'une évaluation spécifique dans le cadre de la démarche Groupe d'analyse des risques (voir Section 4.2 «Éthique, Compliance et *Privacy*»).

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.

2.3.5 Risques liés aux ressources humaines

Dans le contexte de son ambitieux plan de transformation (nouvelles activités, digitalisation...), le Groupe pourrait rencontrer des difficultés à disposer des compétences adaptées pour soutenir son développement et à fédérer les collaborateurs autour de son projet d'entreprise.

Le risque compétences porte autant sur la qualité (adaptation des compétences aux nouveaux métiers) que sur les volumes de compétences (marché de l'emploi en pénurie).

Le plan de transformation pourrait également entamer l'engagement de collaborateurs conduisant à des attitudes individuelles ou collectives non adaptées au regard des attendus nécessaires à la transformation ou à des situations à risques en termes de bien-être au travail.

2.3.5.1 Compétences

Le développement de l'employabilité des collaborateurs est au cœur des priorités RH du Groupe.

Dans la continuité des engagements de l'Accord Social Européen signé le 8 avril 2016, ENGIE poursuit la mise en œuvre du dispositif d'accompagnement RH de la transformation autour de trois leviers clés : l'anticipation des besoins en compétences et le pilotage des évolutions des métiers du Groupe (démarche prospective *ENGIE Skills*), la dynamisation du marché interne de l'emploi (dispositif *ENGIE Mobility*) et la formation (dispositif *ENGIE Schools* notamment) (voir Section 3.4.1 «Les politiques de développement et de mobilité des Ressources Humaines»).

2.3.5.2 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.

Pour la troisième année consécutive, le Groupe a déployé en octobre 2018 l'enquête d'engagement «*ENGIE & Me*» afin de mesurer l'adhésion de ses collaborateurs et adapter son plan d'action.

Par le déploiement du «*ENGIE Leadership Way*», ENGIE promeut des comportements managériaux favorisant l'innovation et le développement des collaborateurs (voir Section 3.4.1.4 «Des politiques de développement ciblées»). Ce dispositif est complété par le programme de formation «*co-leader*» destiné à ses 30 000 managers. ENGIE est par ailleurs particulièrement attentif à la prévention des risques psychosociaux.

Par une communication régulière sur l'innovation, les nouveaux *business models* ou les autres sujets liés à la transformation, le Groupe veille à renforcer l'adhésion interne et à favoriser l'échange avec les collaborateurs.

2.3.5.3 Bien-être au travail

Les démarches menées depuis 2016 afin d'adapter l'organisation du siège *Corporate*, faire évoluer les modèles de travail et plus généralement asseoir la transformation du Groupe sont accompagnées de différents dispositifs visant à prévenir, détecter et accompagner les situations à risques en termes de bien-être au travail inhérentes à ce type de transformation.

2.3.6 Risques liés à la santé, la sécurité, la sûreté et la protection du patrimoine

2.3.6.1 Santé et sécurité au travail

Le Groupe a la volonté d'éradiquer les accidents mortels et de réduire les accidents du travail et les maladies professionnelles. La politique Groupe Santé-Sécurité a fait l'objet d'accords avec les fédérations syndicales au niveau européen puis mondial. Un plan d'action a été défini pour la période 2016-2020, renforcé en 2017 par un programme d'actions spécifiques «*No Life at Risk*» visant à développer la culture sécurité, l'engagement et la vigilance de chacun à protéger sa vie et celles des autres, en impliquant tous ceux qui travaillent pour le compte du Groupe (voir Section 3.4.6 «Politique de santé et sécurité»). L'accent a été mis en 2018 sur la santé-sécurité des sous-traitants.

2.3.6.2 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 dont la menace justifie une organisation spécifique intégrant une «veille pays». Le Groupe conduit une évaluation permanente, partout où il opère, des risques liés au terrorisme, aux conflits armés, aux troubles politiques ou sociaux, à la criminalité organisée ou ordinaire ainsi que, de façon plus générale, à la 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. En cas de survenance d'une situation particulière, le dispositif de gestion de crise peut être activé afin de déployer les moyens de secours et d'assistance nécessaires pour assurer la mise en sécurité des personnes.

2.3.6.3 Protection des patrimoines matériel et immatériel

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 du patrimoine immatériel du Groupe, qu'elle soit sur support informatique, physique ou même véhiculée verbalement, peut également être exposée à des actes de malveillance.

Pour lutter contre ce type de 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 réelle.

En matière de protection du patrimoine immatériel, le Groupe s'adapte en permanence avec pour double objectif de traiter les incidents constatés et de prévenir toute action d'origine interne ou externe, visant à la captation et à l'utilisation frauduleuse d'informations sensibles. Un Comité de Sécurité de l'Information, regroupant l'ensemble des fonctions concernées sous l'autorité du Directeur Général Adjoint en charge du Digital et des Systèmes d'Information, coordonne et pilote les politiques de sécurité du Groupe, et en rend compte au Comex.

2.3.7 Risques liés aux systèmes d'information

L'introduction de nouvelles technologies, notamment la multiplication des objets connectés, l'évolution des systèmes de contrôle industriels, la généralisation des outils de mobilité et le développement de nouveaux usages, dont les réseaux sociaux, exposent le Groupe à des menaces sans cesse renouvelées. Les attaques informatiques ciblent aussi bien l'entreprise que ses clients ou ses partenaires. Plus globalement, la défaillance des systèmes informatiques pourrait conduire à des pertes ou à des fuites d'informations, à des retards et/ou des surcoûts pouvant nuire aux activités ou à la réputation du Groupe.

En réponse, 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, le Groupe dispose d'un centre opérationnel de sécurité (GSOC) agissant au niveau mondial et opéré avec l'assistance de la société Thales, de contrôles renforcés pour les accès à ses plateformes *cloud*, de dispositifs de chiffrement de données et d'une couverture par cyber-assurance. Pour se conformer aux nouvelles réglementations (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 (*Data Privacy Impact Assessment*) et certaines entités du Groupe ont engagé des démarches de certification de la sécurité de leurs systèmes d'information de type ISO 27001. Les attaques d'amplitude majeure sont gérées par le Comité de Traitement des Incidents (CTI) placé sous l'autorité de la Direction de la Sûreté. En lien avec sa politique de contrôle interne et sa politique de sûreté, ces 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*, gestion de cyber-crises, etc.) ainsi que de campagnes de sensibilisation.

2.4 Risques industriels

Les domaines d'activité dans lesquels le Groupe opère comportent des risques industriels importants, susceptibles de générer des dommages aux personnes et aux biens et de mettre en jeu sa responsabilité civile, pénale et environnementale. Ils peuvent concerner des installations appartenant au Groupe ou gérées par le Groupe pour le compte de tiers (industriels, collectivités locales), ou sur lesquelles interviennent des collaborateurs du Groupe. 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.

2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso

Le Groupe exploite ou construit des systèmes de transport, de distribution ou de stockage de gaz, des installations de regazéification ou de liquéfaction de gaz, des installations de bio-méthanisation, des centrales de production d'électricité, des ouvrages hydrauliques ou effectue des prestations de services délivrées en milieu industriel. Certaines de ces installations sont du type «Seveso seuil haut».

Les risques peuvent avoir pour origine, par exemple, des incidents d'exploitation, des défauts de conception ou des événements extérieurs que le Groupe ne maîtrise pas (actions de tiers, catastrophes naturelles). Les accidents industriels sont susceptibles de provoquer des blessures, des pertes humaines, des dommages significatifs aux biens ou à l'environnement ainsi que des interruptions d'activité et des pertes d'exploitation.

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 sur ces sites d'un système de management de la sécurité basé sur le principe de l'amélioration continue, qui vise à diminuer le niveau de risque résiduel en traitant en priorité les risques les plus élevés. Par ailleurs, la sécurité industrielle figure dans le programme de contrôle interne du Groupe. Le Groupe conduit ponctuellement des missions de contrôle et d'audit pour s'assurer de la mise en œuvre effective de ces dispositions.

Un plan d'actions particulier concernant la protection des systèmes de contrôle industriels, liés aux procédés industriels, est mis en œuvre et adapté à l'évolution de la menace. Il vise à prévenir les risques d'interruption d'activité ou d'accident dus à des cyber-attaques.

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, avec pour objectif principal de favoriser le partage inter-BUs et interMétiers des informations relatives aux risques et aux accidents ainsi que le partage des bonnes pratiques dans les diverses activités du Groupe.

2.4.2 Pollution du milieu environnant

Les installations que le Groupe possède ou gère pour le compte de tiers portent des risques d'atteinte au milieu naturel (l'air, l'eau, les sols, l'habitat et la biodiversité) et peuvent présenter des risques pour la santé des consommateurs, des riverains, des collaborateurs ou encore des sous-traitants. Ces risques sanitaires et environnementaux sont encadrés par des réglementations nationales et internationales strictes. Le non-respect de ces normes environnementales ou une défaillance peuvent avoir un impact négatif significatif sur l'image du Groupe, son activité, sa situation financière, ses résultats et ses perspectives, et conduire à la mise en cause de sa responsabilité en tant que personne morale. Les montants provisionnés, assurés ou garantis, pourraient s'avérer insuffisants. Les plaintes et les condamnations liées à l'environnement sont reportées dans la Section 3.5.4.9 «Une prévention active des risques environnementaux».

Les risques sanitaires et environnementaux font l'objet de contrôles réguliers du Groupe, d'auditeurs externes et des pouvoirs publics, tant pour les sites en exploitation que pour les installations fermées, telles que les anciennes usines à gaz.

2.4.3 Risques sur les activités nucléaires

Le Groupe 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. Bien que, depuis la mise en service du premier réacteur en 1974, ces sites 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.

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

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'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (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, ISO 14001 et EMAS.

Electrabel prend en compte les retours d'expérience 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 2 sites nucléaires. Ce plan a été clôturé en octobre 2018 avec l'accord de l'AFCN, les actions engagées étant désormais partie intégrante du système de management et suivies dans le cadre des inspections relatives au système de management.

En 2015, des défauts dus à l'hydrogène dont l'origine remonte à la fabrication des cuves ont été détectés dans la paroi des cuves des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2. Le redémarrage des réacteurs a été autorisé fin novembre 2015 par l'AFCN et confirmé lors des inspections suivantes en 2016 et 2017.

En octobre 2017, durant son arrêt planifié, une dégradation du béton a été constatée au niveau du plafond du bunker du réacteur de Doel 3. Des dégradations du même type ont également été constatées dans les réacteurs avec un concept similaire de bunker : Tihange 3, Doel 4 et Tihange 2. Le décapage des zones endommagées a fait apparaître à Tihange 2 et 3 des anomalies au niveau du positionnement des armatures du béton du bunker, présentes depuis la construction du bâtiment. Ces bâtiments abritent des systèmes de secours du deuxième niveau tels que des pompes de secours et des générateurs diesel. Pour que le fonctionnement de ces systèmes de secours soit garanti en tout temps, ce bâtiment doit pouvoir résister à des événements externes. L'ampleur des dégradations et anomalies identifiées lors des inspections remet en cause la résistance de ces bâtiments face à un accident externe tel qu'une chute d'avion. Electrabel a décidé d'adapter le programme de révisions de son parc nucléaire afin d'inspecter et de réparer ces dégradations.

En avril 2018, Electrabel a constaté une fuite de faible importance dans le circuit d'eau de refroidissement de secours du réacteur Doel 1. Le réacteur a été mis à l'arrêt à la suite de cet évènement, et la révision pour entretien du réacteur de Doel 1 a été avancée afin de réaliser la réparation. Electrabel a décidé d'inspecter le second tuyau du même circuit d'eau de refroidissement de Doel 1, ainsi que les tuyaux de Doel 2, possédant le même système de refroidissement du réacteur.

Le risque d'indisponibilité d'une ou plusieurs unités nucléaires pour des raisons techniques ou de sécurité est l'un des risques majeurs d'Electrabel avec un impact sur l'atteinte des objectifs de performance.

Suite à la découverte, en 2013, d'un gel à la surface des fûts de déchets de moyenne activité (originaires de la centrale de Doel et entreposés chez Belgoprocess), les procédés de conditionnement des déchets ont fait l'objet de contrôles complémentaires par l'Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles Enrichies (ONDRAF), sur les sites de Doel et de Tihange. Il en résulte que des accréditations de plusieurs procédés n'ont pas été renouvelées ou ont été retirées. Plusieurs campagnes d'essais ont été mis en place pour répondre à toutes les exigences de l'ONDRAF et récupérer des accréditations. À ce moment les accréditations ont été récupérées sauf pour deux catégories à Doel et une à Tihange. 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 2 sites de production.

2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures

Suite à la cession de ses activités d'exploration et de production d'hydrocarbures à la société Neptune début 2018, ENGIE n'est plus que coactionnaire minoritaire du projet Touat en Algérie, la responsabilité d'opérateur étant portée par Neptune.

2.5 Risques financiers

2.5.1 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 charbon, le pétrole et les produits pétroliers, d'autres combustibles, le CO_2 et d'autres produits verts ou blancs liés à la transition énergétique (Garanties d'Origine, CEE-certificats d'Economie d'Energie, et CRM-*Capacity Remuneration Mechanism*) (voir Note 18.2 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

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 18.1 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

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 sécurisée 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 est imparfait.

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

2.5.2 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).

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), ou des actifs (perte de placements financiers).

Avec la nouvelle norme IFRS 9, le Groupe a défini une méthodologie d'évaluation à l'échelle du Groupe du risque de contrepartie qui est décrite dans la Note 18.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

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.

2.5.3 Risque de change

Le Groupe est exposé au risque de change, défini comme l'impact sur le bilan et le compte de résultat des fluctuations des taux de change, dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ce risque se décline 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, (iii) un risque translationnel lié à la valeur patrimoniale des actifs hors zone Euro, et (iv) un risque lié à la consolidation en euros des comptes des filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro. Les trois expositions principales aux risques translationnels et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réals brésiliens et en livres Sterling.

Pour une analyse de sensibilité au risque de change, voir la Note 18.1.3.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

Dans le cadre de la politique de risque 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.

2.5.4 Risque de taux d'intérêt

Le Groupe est exposé aux variations de taux d'intérêt. L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement tout en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat. Pour ce faire, le Groupe recherche une répartition équilibrée entre la dette nette à taux fixe, à taux variable et à taux variable protégé («taux variable *capé*»), cette répartition pouvant évoluer dans les limites définies par le management en fonction du contexte de marché.

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières ainsi que l'analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt sont disponibles respectivement Notes 18.1.4.1 et 18.1.4.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

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. Gérées de manière centralisée, les positions de taux sont revues périodiquement et lors de toute nouvelle levée de financement. Cette gestion fait l'objet d'un mandat de risque, toute modification substantielle de la structure de taux faisant l'objet d'une approbation préalable de la Direction Financière.

2

2.5.5 Risque de liquidité

La liquidité repose sur le renouvellement régulier des divers outils de financement dont dispose le Groupe tels que les lignes de crédit, les financements obligataires ou tout autre outil de financement, afin de s'assurer de leur disponibilité et de leur suffisance par rapport aux besoins de financement. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. La Note 18.3 de la Section 6.2.2 «Comptes consolidés» explicite la répartition des différentes formes de financement utilisées.

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

2.5.6 Risque de dépréciation

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. 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 (voir Note 14 de la Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

2.5.7 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2018 un ensemble de participations non consolidées dans des sociétés cotées (voir Note 17.1.1.1 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés») dont la valeur fluctue en fonction de la situation des sociétés considérées et/ou de la tendance des marchés boursiers mondiaux.

Par ailleurs, le Groupe détient des participations consolidées par mise en équivalence dans des sociétés cotées, dont SUEZ (voir Note 4 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»), pour lesquelles une baisse importante ou prolongée du cours en dessous de la valeur au bilan est un indice de perte de valeur.

2.5.8 Risque fiscal

Compte tenu de leurs contraintes budgétaires croissantes et de pressions médiatiques, les États introduisent de plus en plus systématiquement des mesures anti-abus, générales et spéciales, au champ d'application étendu et subjectif, et donnent à leurs services de contrôle des pouvoirs renforcés d'investigation, ce qui crée un climat d'insécurité fiscale qui peut avoir un impact sur les résultats du Groupe. De même, les interventions de la Commission européenne tant en matière d'aides d'État (notamment la remise en cause d'accords préalables émis par les administrations pourtant conçus pour confirmer le traitement fiscal complexe de certaines transactions, et partant, pour apporter de la sécurité juridique aux entreprises) que de projets de Directives dans le domaine de la lutte contre l'optimisation fiscale (cf. ATAD1 et 2 [1]) et le projet d'harmonisation européenne (cf. ACCIS [2]) créent des incertitudes et peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents (voir Note 28 Section 6.2.2 «Notes aux Comptes consolidés»).

Le groupe ENGIE a défini une politique fiscale qui est publiée sur son site internet depuis 2015, complétée des montants d'impôt sur les sociétés supportés chaque année dans les principales juridictions où il est présent. Cette politique prévoit principalement que le Groupe s'engage à respecter avec honnêteté et intégrité les lois et réglementations fiscales qui le concernent et à payer sa juste part d'impôts dans les pays où il opère. A cette fin, des procédures internes,

(1) ATAD : Anti Tax Avoidance Directive.

(2) ACCIS : Assiette Commune Consolidée pour l'Impôt des Sociétés.

comprenant des mécanismes de contrôle réguliers, ont été mis en place pour s'assurer de sa bonne application dans les pays concernés. Ces procédures couvrent tant les pratiques en matière d'impôts sur les sociétés que le choix d'implantation des structures du Groupe. De plus, les pratiques fiscales au sein du Groupe 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 L225-102-1 du Code de Commerce en matière de lutte contre la fraude fiscale.

2.5.9 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 la zone 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. Parmi les régimes à prestations définies encore ouverts subsiste notamment, en France, le régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) qui est un régime légal.

La Note 21 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, les engagements du périmètre IEG 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.

2.6 Procédures de contrôle interne

2.6.1 Définitions et objectifs du contrôle interne

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 s'articule autour de cinq dimensions : environnement de contrôle, évaluation des risques, activités de contrôle, information et communication, évaluation et pilotage.

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 ;
- réalisation et optimisation des opérations.

Le contrôle interne s'adapte en permanence aux évolutions de l'organisation et des métiers du Groupe et contribue au déploiement de sa stratégie.

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.

Programme INCOME

En s'appuyant sur la matérialité financière et sur une analyse des risques, ENGIE actualise chaque année le périmètre des entités contrôlées les plus significatives faisant l'objet d'un suivi centralisé au travers du programme INCOME (181 entités en 2018).

2.6.2 L'organisation et les acteurs du contrôle interne

2.6.2.1 L'organisation du contrôle interne

L'organisation du contrôle interne est conforme aux principes d'organisation du Groupe, notamment la décentralisation, l'autonomie et la responsabilisation des dirigeants. Dans le cadre des pouvoirs délégués par le Directeur Général, chaque dirigeant de BU et d'entité est ainsi responsable de la mise en œuvre et de la supervision d'un dispositif de contrôle interne conforme au cadre réglementaire applicable et à ses éventuelles spécificités. Rattachée à la Direction Financière, la Direction du Contrôle Interne est en charge de l'animation et de la coordination du dispositif au niveau du Groupe. Elle propose et met à jour un référentiel, une méthodologie ainsi qu'un système d'information centralisant toutes les données relatives au déploiement et à l'évaluation de l'efficacité du dispositif.

2.6.2.2 Éléments du cadre général de conformité

Éthique et compliance

Conformément à ses valeurs et à ses engagements, ENGIE a pour ambition d'agir dans le respect des lois et des réglementations en vigueur dans les pays où il 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 les pratiques professionnelles. Il s'est également doté des outils nécessaires pour mesurer la conformité à cet engagement (voir Section 4.2 «Éthique, Compliance et Privacy»).

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. Les politiques de recrutement, de formation et de gestion des compétences sont les éléments importants du dispositif de contrôle interne en assurant dans tous les domaines, notamment ceux nécessitant des expertises spécifiques, le niveau de compétence requis, dans le respect des valeurs du Groupe (voir Section 3.4 «Informations sociales»).

Systèmes d'information

La stratégie digitale et SI, tout comme les politiques et standards de solutions informatiques, sont définis par la Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe (DDSIG). La sécurisation des SI des filières et des fonctions centrales du Groupe est sous la responsabilité des Directions fonctionnelles correspondantes, dans le respect de ces politiques et standards. De même, les BU sont responsables de la sécurisation de leur SI sous le contrôle de la DDSIG et, pour les systèmes de contrôle industriel (ICS), sous le contrôle de la Direction *Global Care*, en coopération avec la DDSIG qui anime les actions de sécurisation technique de ces ICS pour les sites classés comme étant critiques et sensibles.

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

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 ainsi à disposition l'ensemble des 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 de l'ensemble des collaborateurs du Groupe les procédures et bonnes pratiques suivantes :

- guides méthodologiques à l'intention des entités relatifs à la définition, l'évaluation et au pilotage d'un dispositif de contrôle interne adapté à la nature de leurs activités ;
- référentiels contrôle interne (48 en 2018) couvrant les processus métiers, support et globaux (par exemple : ventes, achats, paye, système d'information, clôture comptable, taxes, gestion des investissements, trésorerie, protection des données personnelles). Chaque référentiel détaille les risques inhérents ainsi que les contrôles clés destinés à les maîtriser ;
- bonnes pratiques sur des sujets tels que la séparation des tâches, le rôle des administrateurs, la protection des données, etc.

Cet ensemble peut être décliné en tant que de besoin dans les BU et les entités.

2.6.2.3 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.

Les instances de gouvernance du Groupe

Le Conseil d'Administration s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne au sein du 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.

La première ligne de maîtrise

Les managers opérationnels, responsables du contrôle interne des processus de leurs entités, constituent un élément clé du dispositif. Ils veillent à ce que les activités de contrôle soient effectivement mises en œuvre, analysent les résultats, corrigent les éventuelles 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, communication, etc.

La deuxième ligne de maîtrise

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

La Direction Financière est garante du contrôle interne comptable et financier (voir Section ci-dessous). En son sein, le département des Assurances est impliqué dans le recensement des risques, 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 Éthique, Compliance et Privacy** est chargée de la définition des règles d'éthique et de conformité d'ENGIE, ainsi que de la vérification de leur prise en compte, dans le respect des lois et règles en vigueur.

La Direction de la Relation 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 et elle organise des sessions de formation et d'information. Elle suit et anticipe les évolutions réglementaires externes ainsi que les évolutions du Groupe afin d'adapter les dispositifs.

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

Rattachée au Directeur Général, la Direction de l'Audit intervient dans l'ensemble du Groupe selon un plan annuel élaboré à partir de l'analyse des risques, d'entretiens avec les dirigeants opérationnels et pouvant être enrichi à la demande du Comex afin de couvrir des sujets prioritaires pour le Groupe (sujets relatifs à l'éthique, à la protection des données personnelles, etc.). Présenté pour approbation au Comité d'Audit, ce 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 évalue également le contrôle interne couvrant les processus opérationnels et financiers et la fiabilité des auto-évaluations des contrôles réalisées dans le cadre du programme INCOME.

L'Audit Interne présente ses conclusions aux dirigeants des BU et des entités et rend compte régulièrement au Comex et au Comité d'Audit des principaux constats et de l'avancement des plans d'action associés. Il rencontre régulièrement les Commissaires aux Comptes afin de partager les analyses relatives au contrôle interne.

2.6.3 Le contrôle interne propre à l'information financière et comptable

2.6.3.1 Organisation et acteurs

La Direction des Comptabilités Groupe est en charge du *reporting* financier, du contrôle des comptes sociaux de la société ENGIE et des véhicules financiers gérés par le *Corporate*, de la production des comptes consolidés, et des relations avec 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, la Direction des consolidations du Groupe et la Direction des Normes Comptables optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes. 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.

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 et 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. De par son rôle régalien, 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 analystes qui suivent le Groupe et plus largement avec les investisseurs institutionnels. S'agissant des informations de gestion, le Contrôle de Gestion du *Corporate* est l'unique source d'information de la Direction des Relations Investisseurs. Toutes 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 trimestrielles, semestrielles et annuelles et opérations majeures) en collaboration avec le Secrétariat Général.

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 précisément ses activités dans les domaines relatifs aux relations avec les investisseurs et analystes ainsi qu'à la veille de marché.

Au travers des lignes fonctionnelles, l'ensemble de ces directions du *Corporate* supervise le contrôle interne dans leurs domaines respectifs via les Directions Financières des BUs, en particulier responsables de :

- la production des comptes sociaux des entités juridiques et organismes comptables qui les composent, ainsi que de leur transcription dans le référentiel IFRS. La consolidation de ces données transcrites en normes IFRS est réalisée par le *Corporate* ;
- la mise en œuvre des procédures de contrôle interne auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles et d'un contrôle de gestion décentralisé (voir ci-dessous le paragraphe «Processus de fixation des objectifs et pilotage»).

2.6.3.2 Processus de consolidation

La Direction des Comptabilités Groupe est en charge de la production des comptes consolidés en bénéficiant du soutien des équipes de consolidation, 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 préalablement à chaque phase 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. Ce principe de subsidiarité permet la mise en place de contrôles de deuxième niveau sur l'information ainsi préparée :

- au niveau des BU sur les informations qui leur sont communiquées par les entités de *reporting* ;
- au niveau du *Corporate* sur les informations qui lui sont communiquées par les BU.

Le CEO et le CFO de chaque BU s'engagent sur la qualité et l'exhaustivité de l'information financière transmise au Groupe par le biais d'une lettre d'affirmation.

Les échanges avec les Commissaires aux comptes confortent la qualité de l'information financière au regard des normes, notamment pour les situations complexes laissant place à l'interprétation.

2.6.3.3 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 ré-estimés. La Direction *Enterprise Performance Management*, rattachée à la Direction Financière, élabore à cette fin des instructions à l'intention de chaque BU détaillant notamment 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 des spécificités métier.

Le Comité de BU, présidé par la Direction Générale et qui rassemble des directions du *Corporate* ainsi que les directions opérationnelle et financière de chaque BU, 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) sur lesquelles s'appuie le processus de test de dépréciation des écarts d'acquisition et des actifs à long terme. 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.

Les Comités de BU permettent un dialogue régulier entre les BU et le Groupe s'appuyant sur l'analyse des données réelles à date, des prévisions et des données passées.

2.6.4 Formalisation et pilotage du contrôle interne

Sur le périmètre du programme INCOME, la supervision du dispositif de contrôle interne s'effectue à plusieurs niveaux :

- les managers opérationnels supervisent la bonne mise en œuvre des activités de contrôle de leurs processus, évaluent leurs résultats et remédient aux éventuelles faiblesses détectées ;
- un processus annuel formalisé d'auto-évaluation des contrôles clés avec le support des contrôleurs internes des entités, prenant en compte les processus et l'environnement général de contrôle des entités ;
- l'Audit Interne revoit la qualité des auto-évaluations ainsi que la pertinence des plans d'action.

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 fonctionnelles quant à la mise en place, la supervision et l'efficacité d'un dispositif de contrôle interne couvrant leurs périmètres respectifs de responsabilité.

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 si besoin les plans d'actions permettant de remédier aux éventuelles faiblesses identifiées.

2.6.5 Actions récentes visant à renforcer le dispositif

Les actions les plus significatives sont les suivantes :

- avancement du projet *Common Finance* de convergence des SI des BU et filiales ;
- conception et déploiement avec la Direction Éthique Compliance et Privacy d'un référentiel contrôle interne centré sur la protection des données personnelles ;
- renforcement du contrôle interne relatif au plan de vigilance (voir section 4.3 «Plan de vigilance») ;
- réalisation d'analyses approfondies d'incidents déclarés à la Direction Éthique Compliance et Privacy afin de rendre le dispositif de prévention plus efficient.

3

Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

3

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise 62

3.2 Modèle d'affaires 63

3.3 Analyse des principaux risques RSE 65

3.4 Informations sociales 71

3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des Ressources Humaines 71
3.4.2 L'attraction et le recrutement des talents 73
3.4.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne et solidaire 73
3.4.4 Épargne salariale et actionnariat salarié 75
3.4.5 Relations sociales 76
3.4.6 Politique de santé et sécurité 76
3.4.7 Données sociales 78

3.5 Informations environnementales 92

3.5.1 Le cadre législatif et réglementaire 92
3.5.2 Le management environnemental 92
3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale 93
3.5.4 Les actions du Groupe 95

3.6 Informations sociétales 101

3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires 101
3.6.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 101
3.6.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité 102

3.7 Achats, sous-traitance et fournisseurs 103

3.8 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 104

3.9 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 106

La Déclaration de Performance Extra-Financière 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 détaillée en section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» ;
- une analyse des risques RSE selon les 6 domaines retenus par la Directive RSE (Directive 2014/95/UE relative à la publication d'informations extra-financières par les entreprises) détaillée dans la Section 3.3 «Analyse des principaux risques RSE» complétée par la présentation détaillée de ces risques dans la section 2 «Facteurs de risques et Contrôle» ;
- 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 Section 4 «Gouvernance»), le plan de vigilance (voir Section 4.3 «Plan de vigilance») et des règles d'éthique (voir Section 4.2 «Ethique, Compliance et Privacy»).

3.1 Responsabilité Sociétale d'Entreprise

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

L'ambition de la politique RSE et des politiques environnementale et sociétale qui en découlent, mises à jour en 2017 et 2018, est d'accompagner le Groupe à ouvrir de nouvelles voies et à créer de la valeur partagée en plaçant l'environnement au cœur de son action, en donnant du sens à son action, en promouvant une autre manière de consommer et de contribuer à l'atteinte des Objectifs du Développement Durable définis par l'ONU.

La Direction de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise («Direction de la RSE») s'appuie sur un réseau de *Chief Sustainable Officers* par BU complété d'un réseau interne d'ambassadeurs RSE mondial, afin de mobiliser plus amplement les employés sur ces sujets.

Après validation par le Directeur Général Adjoint en charge de la RSE, la Direction RSE présente régulièrement des sujets d'actualité RSE (*Science-Based Target* (SBT), *Task Force on Climate-related Financial Disclosures* (TCFD), engagements RSE) et un bilan annuel au Comex puis au CEEDD (notations RSE, objectifs RSE, actions environnementales et sociétales du Groupe et des BU).

La Direction RSE co-préside le Comité *Green Bond* 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 (voir Section 4.3 «Plan de vigilance»).

La Direction de la RSE rencontre de nombreuses parties prenantes de manière régulière (ONG, investisseurs dont investisseurs socialement responsables, agences de notation, clients, leaders d'opinion, etc.) et organise des panels afin de travailler sur la durabilité d'offres, de projets et de services en lien avec les opérationnels du Groupe.

Le Groupe publie chaque année lors de son Assemblée Générale, un rapport intégré rendant compte de sa performance globale en matière financière, environnementale, sociale et sociétale et discuté en amont avec ses parties prenantes.

3.2 Modèle d'affaires

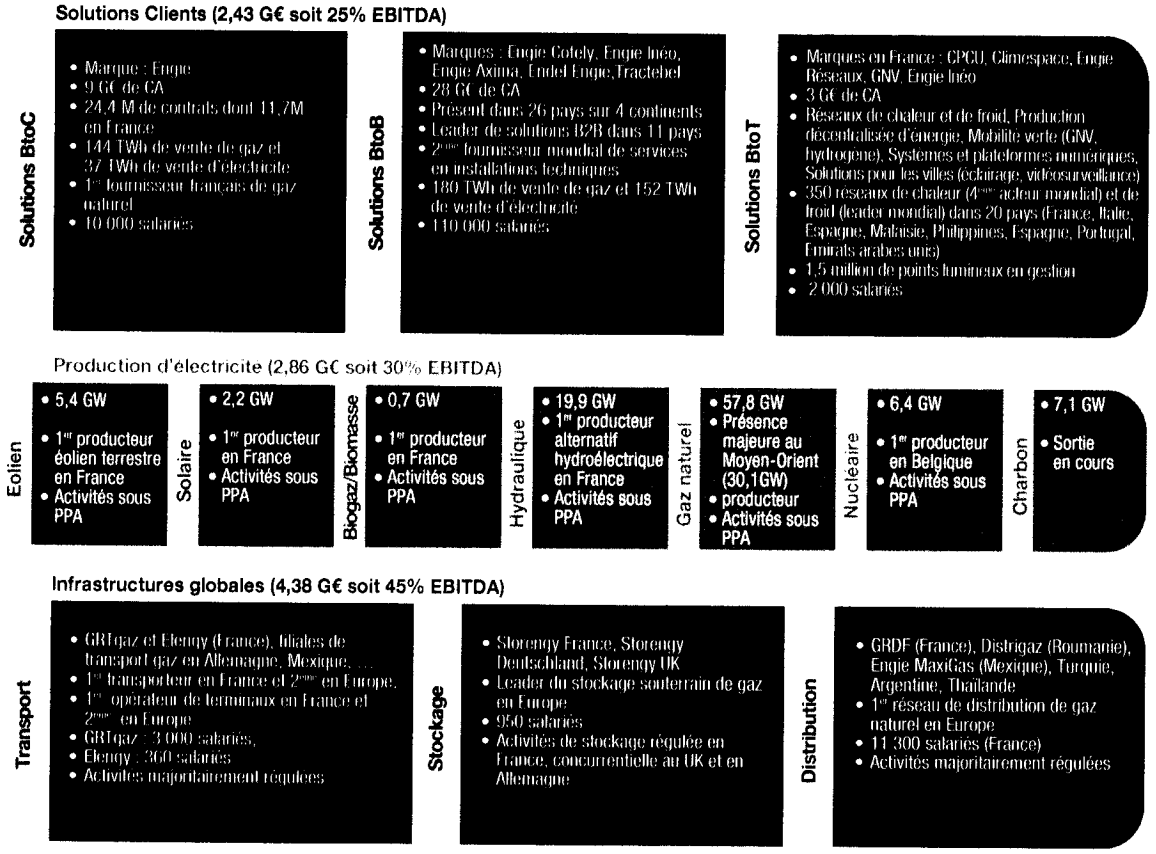
L'accélération de la transition énergétique déplace la valeur du secteur vers des activités plus respectueuses de l'environnement et des services plus proches du client final. Elle induit, en outre, la nécessité d'apporter des réponses adaptées à chaque territoire, intégrant la bonne compréhension des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

Le modèle d'affaires d'ENGIE comprend une modélisation des activités du Groupe et une modélisation de sa création de valeur liée à ces activités.

Les activités du Groupe, décrites à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe», peuvent être regroupées en 3 blocs :

- le bloc des solutions clients lui-même subdivisable en trois parties :
  - les solutions BtoC : ventes d'énergie, *Home services*, production décentralisée d'énergie, services maisons connectées et e-commerce,
  - les solutions BtoB : ingénierie, installation, efficacité énergétique, vente d'énergie, services intégrés (dont *facility management*),
  - les solutions BtoT : réseaux de chaleur et de froid, production décentralisée d'énergie, mobilité verte (GNV, hydrogène), systèmes et plateformes numériques, solutions pour les villes (éclairage, vidéosurveillance, etc.) ;
- le bloc de la production d'électricité qui se scinde en autant de parties que d'énergie source consommée pour la produire ;
- le bloc des infrastructures globales qui se répartissent en :
  - transport de gaz regroupant le transport de gaz par gazoduc, la regazéification de GNL livré par méthanier, le portage de GNL par camion et l'injection de gaz verts,
  - stockage de gaz regroupant le stockage souterrain de gaz et le forage de géothermie,
  - distribution de gaz regroupant la distribution de gaz naturel, injection de gaz verts

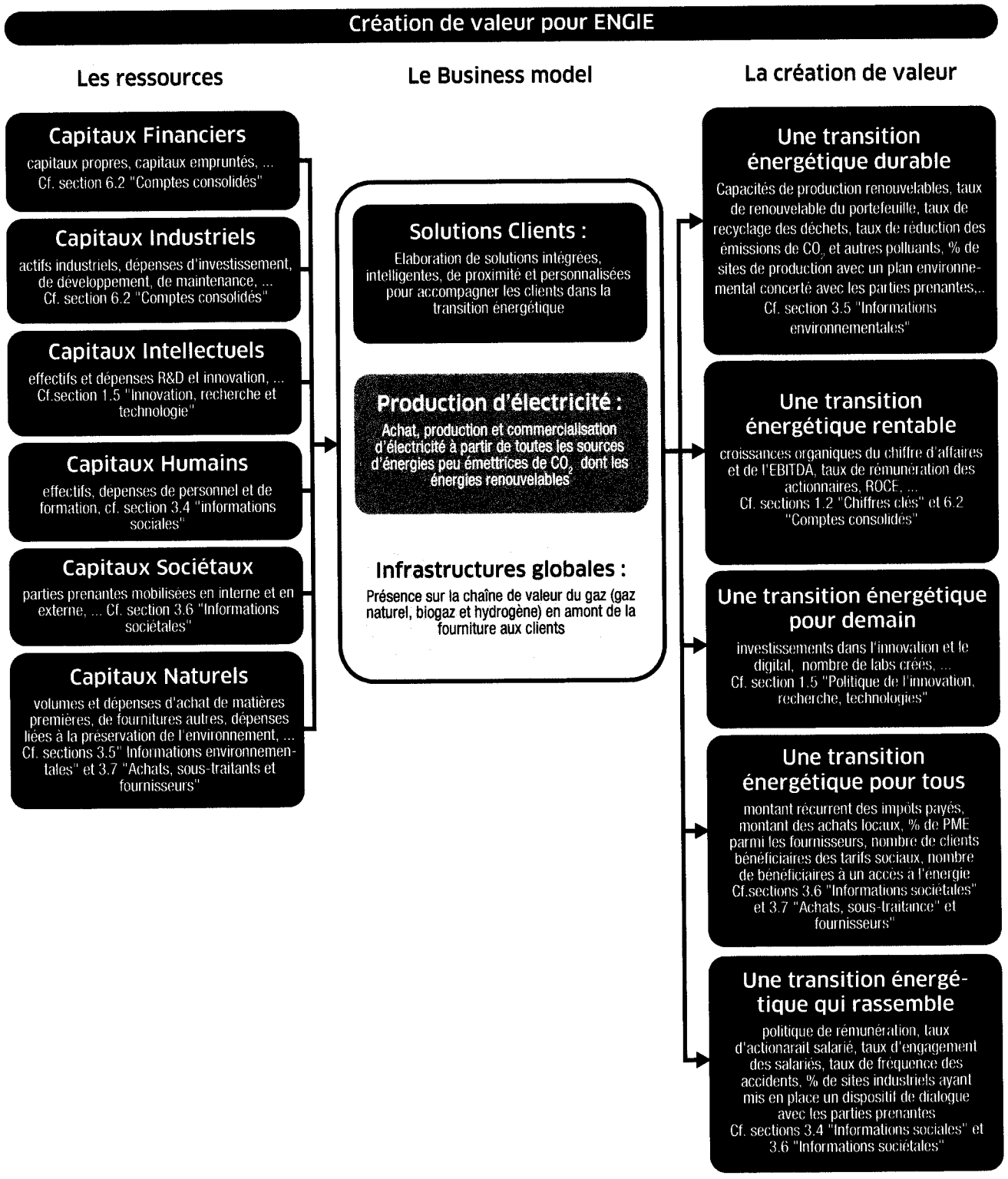
Le graphique suivant donne les chiffres clés de chaque activité.



Ce modèle sera revu en 2019 comme suite aux annonces faites lors de la présentation de la stratégie 2019-2021 dans le cadre du *Capital Markets Day* du 28 février 2019 qui recentre l'activité du Groupe sur 4 *Business Lines* : Solutions Clients (B2B et B2T) – Renouvelables – Thermique (gaz et charbon) – Infrastructures, complétées de 2 segments : un premier segment *Supply* qui réunit les activités d'achats-ventes en gros et les activités Solutions Clients B2C et un second, dédié aux activités nucléaires.

Dans la modélisation de la valeur créée par les activités, l'*International Integrated Reporting Council* (IIRC) recommande de distinguer les ressources mobilisées d'une part et les résultats obtenus d'autre part.

Les trois blocs d'activités du Groupe (solutions clients, production d'électricité et infrastructures globales) mobilisent des capitaux ou des ressources de différentes natures et créent de la valeur selon 5 axes comme illustrée ci-dessous.

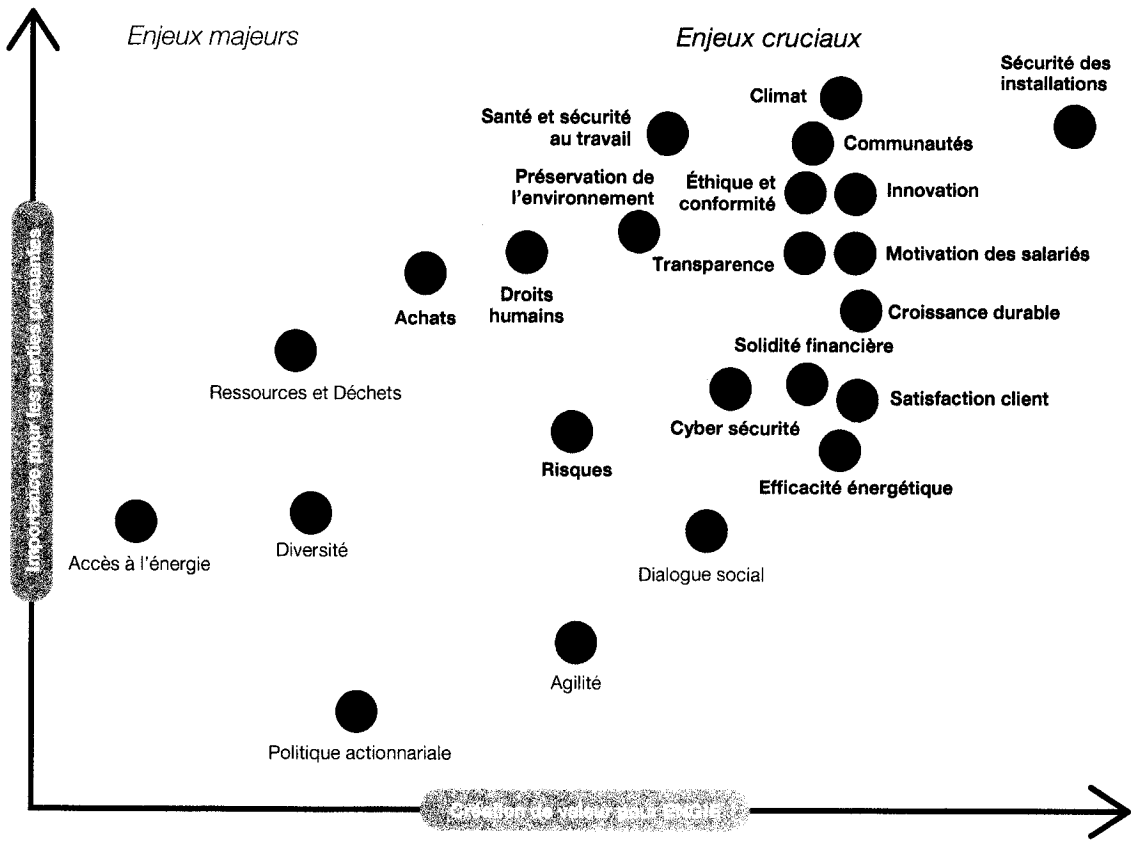


Pour répondre, conformément à sa politique RSE, aux enjeux environnementaux, sociaux et sociétaux, le Groupe s'est fixé en 2016 six objectifs RSE à horizon 2020. Leurs résultats à fin 2018 sont détaillés à la Section 1.2.2 «Indicateurs RSE». Par ailleurs, afin de s'assurer du caractère durable de ses investissements, une matrice d'une dizaine de critères RSE est analysée pour les dossiers d'investissement.

La Direction de la RSE contribue à la prise en compte des aspects environnementaux et sociétaux dans les offres et projets du Groupe en lien avec les BU et les Métiers. Le Groupe souhaite répondre utilement aux problématiques sociétales et co-construire ses offres et ses projets avec ses parties prenantes pour maximiser la création de valeur globale. Du fait de son leadership et de ses expertises, le Groupe joue un rôle sur des sujets sociétaux comme l'accès à l'énergie, le développement des renouvelables, la consommation durable, la mixité ou la précarité.

3.3 Analyse des principaux risques RSE

ENGIE a remis à jour fin 2017 sa matrice des enjeux ou matrice de matérialité. Pour cela, chaque partie prenante a évalué l'importance d'une vingtaine d'enjeux sur la performance et la création de valeur d'ENGIE (axe des ordonnées). En parallèle, le management du Groupe a évalué l'impact de ces mêmes enjeux (axe des abcisses). Cette analyse croisée des enjeux est synthétisée sur une matrice dite matrice de matérialité qui positionne les enjeux cruciaux (jugés d'impacts importants pour les parties prenantes et le management) et les enjeux majeurs (jugés d'impact important pour l'un des deux seulement).



Cette matrice recense 23 enjeux qui recèlent à la fois des risques et des opportunités. Les risques RSE présentés dans le tableau suivant selon les catégories de risques de la déclaration de performance extra-financière, peuvent être rattachés à un enjeux crucial de cette matrice et sont suivis chaque année par le processus ERM du Groupe détaillé à la section 2.1 «Processus de gestion des risques».

ENVIRONNEMENTAL

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Sécurité des installations				
Cet enjeu inclut la sûreté des installations nucléaires et la cybersécurité des entités et des installations industrielles.				
Risque de sécurité industrielle (voir Section 2.4.1)	Politique de santé-sécurité ENGIE intégrant la sécurité industrielle Politiques de sécurité industrielle spécifiques aux différentes activités mises en oeuvre par les filiales du Groupe Plans d'actions mis en oeuvre 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 Evaluation 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 indutrielles	Pas d'incident significatif sur les installations industrielles
Risque de Sûreté Nuclaire	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	Prévenir les incidents et accidents nucléaires et en limiter les conséquences sur les travailleurs, la population et l'environnement Atteindre une bonne performance radioprotection et sécuriser le terme source radioactif	pas d'incident significatif	pas d'incident significatif
Risque de cyber-attaque des systèmes de commande industriels (voir Section 2.4.1)	Politique Groupe de sécurité des systèmes de contôle industriel Référentiel technique de sécurisation Plan d'action renforcé de sécurisation 2016-2018	Suivi du taux de sécurisation des sites à sécuriser en priorité (sites critiques et sensibles) Evaluation du niveau de maîtrise du risque réalisée au travers d'un référentiel de contrôle interne dédié (IND 4)	L'ensemble des sites critiques ont été sécurisés fin 2017 ainsi qu'une majorité des sites sensibles	L'ensemble des sites critiques et sensibles ont été sécurisés fin 2018
Atteinte aux patrimoines matériel et immatériel (voir Section 2.3.6.3)	Politique Groupe de protection des personnes et des patrimoines matériel et immatériel Mesures de prévention et de protection mises en oeuvre 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 Renforcement des dispositifs de détection des évènements	Pas de dommage significatif sur les patrimoines	Pas de dommage significatif sur les patrimoines
Enjeu crucial : Climat				
Cet enjeu inclut la réduction des gaz à effet de serre				
Risque lié à la contribution de nos activités au changement climatique (voir section 2.2.3 et 3.5.4.1)	Plan de transformation 2016-2018 (voir Section 1.1.5)	Le Groupe s'est fixé comme objectif que ses activités peu émettrices de CO_2 représenteraient 90% de son EBITDA en 2020	91%	93%
	La politique environnementale précise les enjeux environnementaux du Groupe dont le changement climatique, les moyens mis en œuvre par le Groupe pour répondre à ses enjeux et améliorer sa performance ; les éléments de gouvernance qui contribuent à la mise en œuvre de la politique environnementale du Groupe.	Afin de réduire son exposition carbone, ENGIE s'est donné trois objectfs à horizon 2020 : - les activités peu émettrices de CO_2 représenteront 90% de son EBITDA	91%	93%
		- le ratio des émissions directes de CO_2 dans la production d'énergie sera réduite de 20% par rapport à 2012	-18,1%	-28,7%
		- la part d'énergies renouvelables dans le mix de capacités de production sera de 25%	23,1%	23,7%
Risque lié à l'impact du changement climatique sur les activités du Groupe (voir Section 2.2.3)	Politique environnementale	Le Groupe s'est fixé comme objectif de doter 100% de ses sites cibles d'un plan de gestion intégrée de l'environnement élaboré en collaboration avec leurs parties prenantes comprenant l'adapation des installations du Groupe au changement climatique	61%	75%

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Préservation de l'environnement				
Cet enjeu inclut la pollution des sols, de l'eau, de l'atmosphère				
Enjeu majeur : Ressources et déchets				
Cet enjeu inclut la préservation de la biodiversité (faune, flore) et des habitats protégés à proximité des installations du Groupe, la gestion optimale de l'eau et des autres ressources potentiellement rares, la gestion des conflits d'usage, le recyclage des déchets, la préservation des paysages, la lutte contre le bruit, contre les odeurs, la réduction des nuisances pour les riverains				
Risque de pollution du milieu environnant (voir Section 2.4.2)				
Perte de biodiversité (voir Section 3.5.4.8)	Politique environnementale	ENGIE s'engage à doter chacun de ses sites prioritaires d'un plan d'action pour répondre aux enjeux de préservation de la biodiversité	90%	94%
Ressource en eau (voir Section 3.5.4.5)	Politique environnementale	Le Groupe s'est fixé comme objectif de réduire de 15% son ratio de prélèvements d'eau douce par MWh de production d'énergie par rapport à 2012	-48%	-39%
		Les sites en zone de stress hydrique extrême définissent des plans d'actions locaux en concertation avec les parties prenantes	non disponible	58%
Polluants atmosphériques (voir Section 3.5.4.7)	Politique environnementale Plan de transformation 2016-2018	suivi des polluants atmosphériques en section 3.5.4.7		
Les déchets (voir Section 3.5.4.6)	Politique environnementale	suivi de la gestion des déchets en section 3.5.4.6		

3

SOCIÉTAL

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Communautés				
Cet enjeu inclut le dialogue avec les parties prenantes, l'acceptabilité locale, le développement économique local dont les créations d'emplois induites par l'activité du Groupe, les actions de mécénat et de partenariat avec la société civile				
Enjeu crucial : Transparence				
Cet enjeu inclut la gestion des controverses, la transparence et la fiabilité de la communication, et la gestion de la marque ENGIE				
Risques de responsabilité sociétale (voir Section 2.2.2.3)	Politique sociétale : elle 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	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir 100% de ses activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec les parties prenantes	48%	53%
	Outil *stakeholder engagement* : ce référentiel d'autoévaluation est basé sur la norme AA1000 – gestion des parties prenantes produite par l'ONG Accountability.	Nombre de BU ou d'entités du Groupe formées chaque année à l'outil «*stakeholder engagement*»	6	6
	Plan de vigilance (voir Section 4.3)	voir Section 4.3 «Plan de vigilance»		
Risques sur opérations de croissance organique et grands projets (voir Section 2.3.2.2)	Procédure d'investissement	Auto-évaluation dans une matrice de 12 critères RSE revus en Comité des Engagements		
		Réalisation d'EIA (*Environmental Impact Assessment*)		
		Réalisationd'ESIA (*Environmental Social Impact Assessment*)		
	Politique sociétale	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir 100% de ses activités industrielles couvertes par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation avec les parties prenantes	48%	53%
Risque de réputation (voir Section 2.2.4)	Protection de la marque	Le Groupe s'est engagé à avoir un taux de satisfaction clients BtoC de 85% en 2020	83%	81%
	Politique Éthique	Suivi du nombre d'incidents (avérés ou non avérés) déclarés dans INFORM'ethics	175	218
	Politique environnementale	Suivi du nombre de plaintes et de condamnations environnementales	13 plaintes et 1 condamnation sans obligation d'indemnisation	24 plaintes et aucune condamnation
	La Politique Achats précise les exigences et les engagements d'ENGIE dans sa relation avec les fournisseurs	Le Groupe s'est fixé pour objectif que 100% de ses entités auront mis en place un dispositif de gestion responsable de leur chaîne d'approvisionnement en 2020	37%	84%

SOCIAL

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Motivation des salariés **Cet enjeu inclut la satisfaction, la responsabilisation et le bien-être des salariés, la gestion des talents, la formation, la gestion de la mobilité, la conduite du changement, l'accompagnement à la transformation du Groupe, et le développement d'une culture managériale collaborative et internationale**				
Enjeu majeur : Diversité **Cet enjeu inclut les mesures en faveur de l'égalité des chances, la promotion des femmes à des postes à responsabilité**				
Risques liés aux ressources humaines (voir Section 2.3.5.1)				
Compétences	Politique de développement et de mobilité des ressources humaines. Elle s'articule autour du dispositif *ENGIE Skills* qui a pour objectif de gérer de façon anticipée les compétences afin de préparer l'avenir, du dispositif *ENGIE Mobility* qui favorise les mobilités internes et s'appuie sur *ENGIE University*	Le Groupe s'est engagé à avoir un taux de salariés formés supérieur à 66% dans l'année d'ici 2020	67,7%	66,1%
		Suivi du nombre d'embauches	voir Section 3.4.7.2	voir Section 3.4.7.2
		Suivi du taux de *turnover* volontaire	voir Section 3.4.7.2	voir Section 3.4.7.2
Adhésion des collaborateurs	Le *Leadership Way* définit 4 comportements clés - la bienveillance - l'exigence - l'ouverture - l'audace qui permettent de répondre à 5 objectifs : préparer le futur – développer et responsabiliser – agir et faire bouger les lignes – délivrer la performance – adopter une posture inspirante au quotidien	Le Groupe s'est engagé à avoir un taux d'engagement de son management supérieur à 80% en 2020	78%	79%
	Enquête annuelle d'engagement ENGIE&Me			
	Politique de diversité. Elle a été reconnue par l'obtention du Label diversité	Le Groupe s'est fixé pour objectif d'avoir 25% de femmes dans ses effectifs en 2020	22,2%	21,1%
		Le Groupe s'est engagé à avoir plus de 33% de femmes nommées cadres dirigeants chaque année jusqu'en 2020	38,5%	24%
		Le groupe s'est engagé à avoir un taux de cadres dirigeants internationaux, ni français, ni belges supérieur à 25% d'ici 2020	21%	24%
Enjeu crucial : Santé-sécurité au travail - Sûreté des personnes **Cet enjeu inclut la santé sécurité pour les salariés, les contractants, les sous-traitants et la qualité de vie au travail sur les sites ENGIE**				
Risque santé et sécurité au travail (voir Section 2.3.6.1)	Accord mondial sur la santé-sécurité au travail reprenant les ambitions et orientatons de la politique santé-sécurité	Taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés du Groupe inférieur à 3 d'ici 2020 (au périmètre 2015)	TF salariés de 3,3 pour un objectif de 3,6 (TF de 3,5 au périmètre 2018)	TF salariés de 3,4 pour un objectif de 3,5
	Politique santé – sécurité : elle fixe les principes fondamentaux à mettre en oeuvre par l'ensemble des entités d'ENGIE de façon à respecter l'intégrité des personnes et des biens.	Visites managériales de sécurité	-	-
	Elle constitue pour chacun une référence dans les actions engagées de façon que la santé et la sécurité soient intégrées dans tous les projets et les réalisations, et soient totalement associées à l'image d'ENGIE.	Identifications des situations et évènements à haut potentiel de gravité		
	Accord européen sur l'amélioration de la qualité de vie au travail	% des entités du Groupe ayant un processus s'assurant de la formation «aux règles qui sauvent» des sous-traitants	85%	92%
		% des entités du Groupe ayant un processus assurant l'identification et le traitement des évènements à haut poteniel de gravité	90%	93%
		Revues annuelles santé-sécurité réalisés avec chaque BU		
		Suivi des résultats santé-sécurité par le Comex et le CEEDD		
	Plan d'action santé-sécurité 2016-2020			
	Programme d'actions spécifique «no life at risk» visant à renforcer la culture santé-sécurité			

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
	Campagne de communication annuelle Partage du retour d'expérience entre BU et filiales	En 2017, campagne de communication sur l'arrêt de travail si les conditions de sécurité ne sont pas remplies En 2018, campagne de communication sur l'engagement des salariés et sous-traitants «tous unis pour la sécurité de chacun»		
Risque sûreté des personnes (voir Section 2.3.6.2)	Règles sûreté pour les déplacements internationaux Accès des salariés au portail médical et sanitaire d'international SOS Accès des salariés aux analyses et rapports du site *Control Risks* 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	pas d'évènement significatif	pas d'évènement significatif

3

CORRUPTION

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Éthique et conformité **Cet enjeu inclut la conduite responsable des affaires, la lutte contre la corruption, le respect des règles déontologiques dans la conduite des affaires et du lobbying, le respect de la fiscalité et de la réglementation**				
Risque corruption (voir Sections 2.2.4 et 4.2)	Politique anti-corruption basée sur : • la Charte éthique • le guide pratique de l'éthique • le référentiel intégrité • le référentiel conformité éthique • les codes de conduite dont les codes de conduite de lobbying 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 Programme de contrôle interne INCOME COR4 Audits internes et externes dont l'audit de certification ISO 37001reçue en 2018 Publication annuelle de la Communication on Progress du Principe 10 de l'ONU Système d'alerte ethics@engie.com	175 incidents avérés ou non-avérés déclarés dans INFORM'ethic	218 incidents avérés ou non-avérés déclarés dans INFORM'ethic
		Le Groupe s'est engagé à former 100% de ses cadres dirigeants à la lutte contre la corruption en 2020	94%	91%

DROITS HUMAINS

Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	Politiques ou plans d'action mis en place	Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance	Résultats 2017	Résultats 2018
Enjeu crucial : Droits Humains **Cet enjeu inclut le respect des droits des collaborateurs et des communautés locales et le respect des engagements du Groupe dans les relations commerciales**				
Risque d'atteinte aux droits humains (voir Sections 2.2.4 et 4.2 et 4.3)	Référentiel et politique Droits Humains Plan de vigilance Politique de *due diligence* éthiques (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 2.2.4 et 4.2.3) Rapport de conformité éthique annuel (indicateurs quantitatifs et qualitatifs (voir Section 4.2.7) Dispositif de signalement et reporting des incidents éthiques (voir Section 4.2.5) Suivi du plan de vigilance du Groupe (voir Section 4.3.3)	175 incidents (avérés ou non-avérés) déclarés dans INFORM'ethic dont 19% portant sur la responsabilité en matière sociale et droits humains et 4% sur les pratiques en matière RH	218 incidents (avérés ou non-avérés) déclarés dans INFORM'ethic dont 34% portant sur la responsabilité en matière sociale et droits humains y compris sur les pratiques en matière RH

FISCALITÉ				
Risques RSE associés identifiés et suivis par le processus ERM	**Politiques ou plans d'action mis en place**	**Objectifs, moyens ou indicateurs mis en place pour suivre la performance**	**Résultats 2017**	**Résultats 2018**
Enjeu crucial : Éthique et conformité **Cet enjeu inclut la conduite responsable des affaires, la lutte contre la corruption, le respect des règles déontologiques dans la conduite des affaires et du lobbying, le respect de la fiscalité et de la réglementation**				
Risque d'évasion fiscale (voir Sections 2.5.8 et 6.2 note 28)	Politique fiscale : elle définit les règles et principes de paiement des impôts dans les pays où le Groupe opère	Reporting fiscal pays par pays	Voir le tableau de reporting fiscal par pays sur le site internet d'ENGIE	Voir le tableau de reporting fiscal par pays sur le site internet d'ENGIE

Les principaux risques extra-financiers liés à l'activité, aux produits et aux relations d'affaires sont présentés dans la Section 2 «Facteurs de risque et contrôle».

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 4.3 «Plan de vigilance».

La Direction de la RSE suit les controverses environnementales et sociétales, et rend compte régulièrement au management et au CEEDD. Elle est en lien avec les ONG pour dialoguer sur ces sujets et pilote des formations de «*stakeholder engagement*» afin de réduire leur occurrence dans le futur.

3.4 Informations sociales

3.4.1 Les politiques de développement et de mobilité des Ressources Humaines

Sur le plan des ressources humaines, le Groupe met en œuvre depuis 2014 un plan d'actions ambitieux, afin de gagner en agilité, pour s'adapter aux évolutions de son environnement. Il s'agit donc de créer les conditions pour que le Groupe délivre la stratégie en positionnant l'individu et le collectif au cœur des transformations. Les travaux ont été conduits autour de trois axes stratégiques :

- 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.

L'activité RH s'organise de plus autour de deux dimensions transverses fondamentales : l'engagement du Groupe vis-à-vis de la santé et de la sécurité, et l'attention portée à l'impact social et sociétal de ses actions.

En 2018, ENGIE s'est appuyé sur ses dispositifs *Skills, Mobility et Schools* pour adapter les compétences aux enjeux actuels et futurs du Groupe et développer l'employabilité de ses collaborateurs. Ils ont pour ambition d'accélérer l'orientation vers les métiers en croissance, de favoriser la mobilité en valorisant les parcours dans le Groupe, de créer une dynamique propice au transfert des compétences et au partage des métiers.

3.4.1.1 La gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir

Pour préparer les collaborateurs aux enjeux de demain et projeter nos activités au regard des évolutions de nos compétences associées à notre transformation, le dispositif ENGIE *Skills* a été poursuivi en 2018. Une analyse des grandes tendances et enjeux en matière de compétences est réalisée et un plan d'actions pédagogique et opérationnel est mené.

Il consiste à :

- partager les résultats d'ENGIE *Skills* de leur périmètre lors des «*Exécutive Leadership Session*» avec les équipes de Direction des BUs et du Comex du Groupe. Ils sont un élément clé pour les BU et les métiers dans leur réflexion stratégique ;
- communiquer globalement et en particulier auprès des organisations syndicales en Europe qui avaient une forte demande sur ce sujet stratégique. ENGIE *Skills* contribue efficacement au dialogue social ;
- développer des actions opérationnelles, en particulier au niveau de la valorisation de la filière technique et du «Technicien ENGIE» qui est au cœur des compétences du Groupe dans un contexte de pénurie mondiale. Ces actions ont vocation en 2019 à être déployées en Europe :
  - création d'un réseau d'ambassadeurs «Techniciens», acteurs de la promotion de leur métier et des carrières associées. Il se compose de 100 ambassadeurs à fin 2018 et a l'ambition de devenir une communauté de 500 collaborateurs à fin 2019. Cette démarche est particulièrement plébiscitée par la filière et les partenaires sociaux,
  - déploiement de 10 passerelles métiers internes et expérimentation de l'ouverture de ces dernières à l'externe dont l'objectif est d'intégrer des populations éloignées de l'emploi technique vers nos métiers.

3.4.1.2 La mobilité interne au service de la transformation du Groupe

ENGIE *Mobility* a contribué à la transformation du Groupe au travers de l'accompagnement de 10 projets majeurs et 8 ont été clôturés avec succès dont l'évolution du *Corporate* en Europe et la cession de l'activité d'exploration production EPI. Il a pris en charge de nouveaux projets dont celui de la BU BtoC au niveau de la relation clients.

ENGIE *Mobility* développe des actions pour préparer l'avenir au service de l'engagement et de l'employabilité des collaborateurs en France. Il a vocation à pouvoir en faire bénéficier les autres pays du Groupe en 2019 :

- modélisation à partir d'un design réalisé auprès de 100 collaborateurs de l'expérience salarié de la mobilité, facteur déterminant pour en développer l'efficacité à tous les niveaux de l'entreprise : lancement d'un espace mobilité digitalisé fin d'année 2018 en France et mise en place de l'expérimentation d'une solution utilisant l'Intelligence artificielle avec une *start-up* ;
- mise en dynamique du marché de l'emploi interne avec, entre autres, des rencontres métiers (participation de 1 500 collaborateurs sur 5 événements), l'animation des réseaux mobilité des territoires, et plus de 50 événements locaux dans nos agences.

ENGIE *Mobility* contribue à professionnaliser les acteurs de la mobilité et à accompagner individuellement près de 500 collaborateurs dans leur projet professionnel dont la moitié en mobilité organisationnelle.

3.4.1.3 La formation pour développer les compétences et l'employabilité des collaborateurs

Pour soutenir la croissance du Groupe à l'international, le dispositif ENGIE *Schools* a été lancé en 2018. Il a pour ambition de fédérer les énergies autour de 7 projets pour organiser les transferts de compétences et renforcer l'excellence et le rayonnement des 21 Écoles des métiers du Groupe.

En 2018, ENGIE *University* a accéléré le déploiement des programmes sur le leadership, la révolution énergétique, l'orientation client et le digital auprès des dirigeants et des «Talents». 5 campus éphémères ont été réalisés en regroupant en un seul et même lieu à chaque fois plus de 20 formations différentes. Ces campus réunissent des centaines de collaborateurs et sont un moyen d'apporter dans les différentes géographies du Groupe les formations portées par ENGIE *University*. Cela répond aux enjeux de décentralisation, de développement des compétences de *leadership* tout en gardant une philosophie Groupe. Ces événements, complémentaires aux formations traditionnelles, sont un levier fort de la culture d'ENGIE, d'engagement et d'appartenance à l'entreprise ainsi que d'appropriation de la stratégie.

Le Groupe a poursuivi l'acculturation des collaborateurs et managers au digital. L'usage du digital pour former les collaborateurs est de plus en plus important. Depuis 2016, les heures de formation par le digital ont été multipliées par 2. Les initiatives originales construites sur la base d'une série d'aventures se déroulant sur plusieurs semaines remportent régulièrement un franc succès sur plus de 15 000 collaborateurs à chaque fois.

SynerFORM, outil d'optimisation et de mutualisation du *learning* en France, a accueilli environ 6 000 collaborateurs en 2018.

Dans un contexte de changement individuel et de transformation collective, la direction Ressources Humaines Groupe a conçu toute une palette de solutions pour répondre aux besoins des collaborateurs : *coaching*, *mentoring*, formation, développement de l'entrepreneuriat, soutien financier, dispositifs de congés de fin de carrière etc.

Ainsi, 66,1% des salariés d'ENGIE ont suivi une formation en 2018.

3.4.1.4 Des politiques de développement ciblées

Lancée en 2018, l'initiative ENGIE *Boost* vise à identifier, développer, motiver et 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.

ENGIE *Boost* est un programme d'accélération du développement de nos Talents, les ENGIE *Boosters*.

Les programmes *Rise!* et *Pulse!* préparent les leaders qui sont susceptibles de prendre dans un futur proche des responsabilités stratégiques au sein d'ENGIE. Le 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 BUs, et d'outils d'évaluation/ développement.

Les personnes qui intègrent le programme *Rise !* ont 3 étapes de carrière confirmées ; les personnes qui intègrent le programme Pulse ont une expérience plus éprouvée.

Selon le principe de subsidiarité, l'intégration dans le programme Up! est piloté au niveau des BU.

Cette initiative n'a pas pour vocation à récompenser la performance ou à être un outil de reconnaissance ; c'est une opportunité offerte aux personnes en vue de développer leur potentiel et d'être dans les meilleures conditions pour une évolution future.

Le *Leadership Way* est central dans cette transformation et se décline auprès de l'ensemble des managers et dans chacun des processus RH pour apporter force et cohérence notamment en matière de recrutement et sélection, formation et développement personnel, détection de talent et évaluation de la performance. Sur ce dernier volet, depuis 2017, les 600 «Dirigeants» du Groupe voient l'évaluation de leur rémunération variable s'appuyer sur 3 composantes :

- une part économique pour 65% du total, basée sur des critères financiers de niveau Groupe et BU ;
- une part individuelle pour 35% du total, basée sur l'implication du dirigeant dans ce collectif en lien avec le *leadership Way* (en termes d'innovation, de coopération, de comportement managérial) ;
- l'éventualité d'un malus maximal de 20% de la cible du bonus déclenché par l'observation de comportements non conformes aux valeurs du groupe (existence de décès dans des situations de travail ou problèmes éthiques).

La formation *Co.Leader*, pilier du déploiement du ENGIE *Leadership Way*, a été suivie par 23 000 managers du Groupe en 2 ans.

ENGIE poursuit la mise en œuvre de politiques ciblées à travers le *coaching* et le *mentoring* ; un accompagnement de carrière personnalisé pour les titulaires de rôles gérés au niveau du Groupe et les ENGIE *Boosters* ; les programmes de développement basés sur des *feed-back* 360°, c'est-à-dire des évaluations à la fois par la hiérarchie, les pairs et les subordonnés ; les missions ou projets visant à faire vivre des expériences différentes et enrichissantes ; l'identification de viviers de talents pour les différents types de rôles organisationnels clés gérés au niveau du Groupe.

A fin juin 2018, le Groupe compte 305 titulaires de rôles gérés au niveau du Groupe, dont 29% de femmes et 23% de non français ou belges.

3.4.1.5 La transversalité et l'innovation RH au service de la performance du Groupe

La réussite du Groupe passe par la mise en place de nouveaux modes de travail et de management, davantage transverses et décloisonnés, à tous les niveaux du management.

La DRH s'appuie sur les nouvelles technologies et la digitalisation des outils pour faciliter l'émergence d'une culture commune et accroître la performance. Parmi les initiatives déployées, on peut souligner :

- la poursuite de la simplification des processus RH à travers *OneHR*, le système informatique de gestion des ressources humaines commun pour partager et faciliter l'analyse des informations au service du développement des collaborateurs ;
- la transparence et la valorisation d'objectifs communs comme par exemple ENGIE *Goals*, une application dédiée au ENGIE 50 et Comités de direction des BU pour suivre et partager leurs objectifs individuels et collectifs ;
- le lancement d'un comité digital pour coordonner les expérimentations lancées dans les BU et au niveau du Groupe autour de thèmes comme la gestion des futures compétences ou de la *data* RH ;
- le développement des espaces de travail dynamiques pour favoriser la transversalité et le travail en équipe ;
- la reconduction de l'enquête d'engagement *ENGIE&Me* auprès des salariés du Groupe, pour la 3e année, avec un taux de participation autour de 50%, légèrement supérieur à celui de 2017 ;
- Le programme «*No Life at Risk*» déployé au sein du Groupe dans le domaine de la santé et de la sécurité.

3.4.2 L'attraction et le recrutement des talents

En 2018, le Groupe a conforté, auprès des jeunes et des influenceurs, son image de Groupe international, au service du monde énergétique de demain, renouvelable, décarboné et digital, notamment à travers la campagne de Marque #ENGIE HarmonyProject et la mise en avant des collaborateurs d'ENGIE, les Imaginative *builders*, qui se présentent eux-mêmes comme une «communauté» au service du bien commun.

Des campagnes de recrutement ciblées ont mis l'accent sur les métiers d'avenir du Groupe auprès des populations clés qu'ENGIE recrute (techniciens, métiers en lien avec les énergies renouvelables ou le digital, *BUiness developper*, etc.) en France et à l'international, notamment à travers l'animation de l'écosystème RH (pages carrières ENGIE.com, *Job boards*, *LinkedIn*, compte *Twitter*, etc.) et l'incarnation des *Imaginative Builders*, des salariés extraordinaires, tant par leurs compétences techniques, que leurs personnalités, unies par leur envie de contribuer à un progrès harmonieux.

Des journées Recrutement ENGIE ont eu lieu dans différentes régions de France, mêlant promotion de la mobilité interne au sein du Groupe et recrutement externe.

D'autres événements, comme les ENGIE *People Lab*, accélérateurs d'innovations sociétales, réunissant des talents divers du Groupe et de ses partenaires (comme les Juniors Entrepreneurs) ont également permis d'accroître l'attractivité du Groupe, mêlant des communautés internes et externes pour réfléchir sur des thématiques en lien avec le nouveau monde de l'énergie et les grandes tendances sociétales. L'un était dédié à la façon dont les femmes imaginent 2030. La participation et la promotion d'ENGIE au sein d'opérations emblématiques ont été poursuivies comme «Paris Pionnières» (sensibilisation et incubation de 15 collaboratrices dans un programme d'entrepreneuriat, promotion des sciences chez les filles à travers «*Science factor*», etc.).

3

3.4.3 Engagement social : développer 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 dimension sociale de la RSE d'ENGIE s'organise autour de 3 axes majeurs : diversité, insertion, solidarité et lien social. L'innovation sociale s'inscrit comme un axe transverse à l'ensemble des thématiques.

Diversité

La politique diversité conduite par ENGIE depuis 2012 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. Par ailleurs, ENGIE est partenaire fondateur de la chaire Management et Diversité de l'université Paris-Dauphine et membre fondateur de la Fondation Égalité Mixité sous l'égide de FACE (Fondation Agir Contre l'Exclusion). ENGIE a édité en 2017 un guide à destination de la Filière RH et des managers intitulé «Comment diagnostiquer une situation de discrimination supposée ? Comment y répondre ?», élaboré en collaboration avec la filière Éthique.

«*La diversité doit permettre à ENGIE de marquer des points et d'attirer les jeunes talents. C'est parce qu'ENGIE sera capable de ressembler à la société qu'il sert que notre Groupe sera efficace*» - Isabelle Kocher - 05/10/2018.

Égalité professionnelle et mixité

L'équité salariale entre les femmes et les hommes est l'un des points clés sur lequel le Groupe est engagé en complément de l'atteinte de l'objectif chiffré : 25% de femmes dans l'effectif du Groupe à horizon 2020.

Dans le cadre de l'accord européen signé le 22 novembre 2017, un séminaire européen a été organisé à Paris pour dynamiser la mixité et inspirer l'ensemble des acteurs (partenaires sociaux, managers et filières RH) sur la base des actions déjà réalisées par les BU. Isabelle Kocher a engagé les équipes à dépasser l'objectif de 25 % et à être très ambitieux dans leurs propositions.

En 2018, ENGIE a réalisé une étude expérimentale visant à comparer l'évolution professionnelle des femmes et des hommes entre les différents niveaux d'organisation, à identifier les facteurs explicatifs des écarts de rémunération et à réaliser un benchmark avec d'autres Groupes. Cette première étude a été menée auprès de 3 sociétés du Groupe : ENGIE SA, ENGIE Cofely et ENGIE Electrabel. En 2019 et 2020 ENGIE va mener un diagnostic sur ce sujet à la maille monde.

A fin 2018, le Groupe compte 21,1 % de femmes.

Au sein du Comex du Groupe, le taux de femmes est de 27% (3 femmes – 8 hommes). Il est de 20% parmi le ENGIE 50.

Pour favoriser la mixité des métiers, ENGIE œuvre à la sensibilisation des jeunes publics afin de les familiariser aux métiers techniques du Groupe *via* des programmes de partenariat comme «Elles Bougent» et «*Girls day and Boys day*» en Belgique et aux Pays-Bas.

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

L'employabilité, en particulier celle des jeunes, est prioritaire avec un objectif, en France, de 5% d'alternants à l'effectif et un taux de transformation de 60% à l'issue de la formation pour les métiers techniques. Avec un nombre de jeunes concernés (4 796) en augmentation en 2018, l'alternance occupe une place privilégiée au sein du Groupe qui souhaite en faire une voie d'excellence pour mener à l'emploi à travers un parcours de formation de qualité. ENGIE poursuit en 2018 ses actions d'intégration à la plateforme d'échanges interentreprises «Engagement Jeunes» dédiée aux alternants en recherche d'un 1er emploi et a signé le Livre Blanc pour l'accès à l'emploi des jeunes en précarité. ENGIE est aussi engagé dans le Pacte Avec les Quartiers pour Toutes les Entreprises, et à ce titre, s'est engagé à accueillir 2 000 jeunes par an en stage de 3e dès décembre 2018.

En 2018, ENGIE a poursuivi sa contribution au *Pact For Youth* par sa participation au projet de mobilité internationale «*Apprentices In Motion*». Dans le cadre de son adhésion à l'*Alliance For Youth* (1er mouvement privé paneuropéen regroupant 200 entreprises autour de Nestlé), ENGIE s'est engagé, en France, dans les initiatives «*European Skills Pass*» et «Mini-entreprises» en partenariat avec Entreprendre Pour Apprendre (affiliée à *Junior Achievement Europe*) qui vise à développer les compétences entrepreneuriales des jeunes, tout en permettant à des collaborateurs de l'entreprise de s'engager auprès des jeunes publics.

La transmission des savoirs et des compétences est également favorisée par l'aménagement des périodes de fin de carrière et l'incitation à la formation des plus jeunes *via* des programmes de tutorat

tels que «Les maîtres de l'énergie», ainsi que des programmes de *mentoring* et de *reverse mentoring*, c'est-à-dire l'accompagnement individualisé de collaborateurs par d'autres collaborateurs, soit plus seniors, soit plus experts sur un domaine précis. En parallèle, et pour la 7e année consécutive, ENGIE sensibilise ses collaborateurs aux problématiques intergénérationnelles en participant au programme Octave, outil puissant d'accompagnement du changement piloté par Danone. C'est en s'ouvrant ainsi aux autres entreprises qu'ENGIE développe sa capacité d'innovation.

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 2018, ce guide a fait l'objet d'une relecture collective et une édition réactualisée est annoncée.

Handicap

Le Groupe mène des actions en faveur du recrutement, de la professionnalisation, du développement et du maintien dans l'emploi des personnes en situation de handicap. Il s'est doté depuis plusieurs années d'un réseau handicap favorisant les échanges, la montée en compétences des missions handicap sur les territoires et le développement d'actions communes d'envergure.

En 2017, le taux d'emploi global d'ENGIE en France est de 4,61%, et le taux d'emploi direct de 4%, en progression. ENGIE en France emploie au global plus de 2 700 salariés en situation de handicap, avec une progression de 33% en cinq ans.

En 2018, ENGIE a renouvelé son engagement en faveur des personnes en situation de handicap en signant avec les représentants du personnel un nouvel accord 2018-2020. Les engagements pris dans cet accord visent notamment à :

- favoriser le recrutement de personnes handicapées ;
- prendre en compte les besoins des personnes impactées par des transformations en mettant en place les accompagnements et aménagements nécessaires ;
- accompagner les évolutions de parcours professionnel ;
- développer les achats au secteur protégé et adapté.

Des *sourcings* spécialisés sont réalisés, en France, par ENGIE pour identifier les profils en situation de handicap ayant les compétences utiles au Groupe (campagnes *Handy'recruteurs*). Les achats au secteur adapté et protégé représentent en France environ 7 millions d'euros en 2018.

Le 22 novembre 2018, dans le cadre de la semaine européenne pour l'emploi des personnes handicapées (SEEPH), une journée de sensibilisation a été organisée au siège d'ENGIE et sur des sites parisiens, permettant à tous les collaborateurs de participer à des ateliers ludiques et de découverte à tous les étages de la tour T1. Outre cette journée du 22 novembre, de nombreuses animations ont été mises en place par les entités du Groupe dans le cadre de la SEEPH.

Insertion, accompagnement vers l'emploi et solidarité

Le Groupe est engagé en faveur de l'insertion sociale et professionnelle des personnes en grandes difficultés ou en situation d'exclusion *via* :

- le parrainage, destiné à de jeunes étudiants talentueux issus de quartiers défavorisés (bourses d'études, en post-bac ou infra-bac, accompagnés par des collaborateurs engagés du Groupe) ;
- l'aide à la création d'emploi *via* la Fondation Agir Pour l'Emploi (FAPE) d'ENGIE (sous l'égide de la Fondation de France) et 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 1,1 million d'euros de subventions en faveur de 93 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi, la création d'activités et l'insertion des publics les plus fragiles sur l'ensemble du territoire ;
- le Groupe a reconduit le programme «Parcours Emploi Mobilité Sport» (PEMS) dans deux territoires : l'Île-de-France avec 50 jeunes et Arras avec 15 jeunes. Ce programme aide les jeunes de 18 à 25 ans issus des quartiers prioritaires à intégrer un contrat en alternance. Depuis l'origine de l'action en 2016, ce sont plus de 200 jeunes qui ont été accompagnés ;
- le Groupe SNC Solidarité Nouvelle contre le Chômage ENGIE a été constitué avec 20 bénévoles qui accompagnent par binôme une dizaine de chômeurs de longue durée domiciliés en Île-de-France.

ENGIE soutient l'Observatoire Social International (OSI) et les travaux de ses délégations internationales en Europe, en Chine, en Amérique du Sud et en Afrique.

LGBT (lesbiennes, gays, bisexuels et trans)

Dans le cadre de ses actions en faveur de la Diversité, de lutte contre les discriminations, ENGIE a signé, le 6 décembre 2017, la Charte d'Engagement LGBT de l'Autre Cercle. À la suite de cet engagement, un groupe de travail constitué de collaborateurs LGBT s'est constitué pour remettre un plan d'actions pour 2019.

3.4.4 Épargne salariale et actionnariat salarié

3.4.4.1 Politique d'épargne salariale Groupe

Ces dispositifs 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 S.A.

Plans Épargne

En France, depuis fin 2009, les salariés des sociétés du Groupe ENGIE en France 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.

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.

Plans Épargne Retraite

En France, depuis 2010, chaque salarié du Groupe peut se 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) 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.

Épargne Solidaire

En France, le Fonds Commun de Placement d'Entreprise (FCPE) Solidaire ENGIE Rassembleurs d'Énergies Flexible complète 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.

3.4.4.2 Intéressement et participation

En raison de la coexistence de sociétés juridiquement distinctes, il n'y a pas de système unique d'intéressement et participation pour le Groupe.

Au niveau de la société ENGIE S.A, un accord d'intéressement pour la période 2017-2019 a été signé le 26 juin 2017 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Le montant versé en 2018 au titre de l'intéressement 2017 est de 17 958 000 euros. L'accord mettant en place un régime de participation des salariés aux résultats d'ENGIE a été signé le 26 juin 2009. L'application de la formule légale de calcul de la participation au titre de l'exercice 2017 conduit à l'absence de versement en 2018.

3.4.4.3 Actionnariat salarié

À fin 2018, les salariés détenaient 3,9% du capital, dont 3% détenus au travers de Fonds Communs de Placement d'Entreprise (FCPE). Conformément à l'article L. 225-100-3 du Code de commerce, les Conseils de Surveillance desdits FCPE exercent les droits de vote attachés aux titres inscrits à leur actif et décident, le cas échéant, d'apporter ces titres aux offres publiques d'achat ou d'échange.

Les Conseils de surveillance des FCPE sont composés des représentants de porteurs de parts et, pour moitié au plus, des représentants de l'entreprise désignés selon les modalités prévues aux règlements des FCPE. Si le Conseil de surveillance est composé de manière égalitaire, son président, obligatoirement choisi parmi les représentants des porteurs de parts, a une voix prépondérante.

Au cours de l'année 2018 le plan d'actionnariat salarié Link 2018 a permis à plus de 40 000 salariés du Groupe dans 18 pays de participer, pour une souscription totale qui s'élève à 340 millions d'euros, correspondants à 33 millions d'actions.

Il s'agit de la première opération d'actionnariat salarié depuis le virage stratégique pris par ENGIE en 2016 visant à repositionner le Groupe sur des métiers d'avenir et dont la mise en œuvre est le fruit de l'engagement des salariés. Le nombre de souscripteurs a augmenté de plus de 25% par rapport à la précédente opération, Link 2014, confirmant la confiance des collaborateurs dans le plan de transformation. En France, ce sont plus de 30 000 salariés qui se sont engagés sur 10 ans en souscrivant à la nouvelle formule Link+.

3.4.5 Relations sociales

Les relations sociales de niveau Groupe s'organisent autour de 2 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 135 000 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 treize membres représentant huit pays se réunit une fois tous les deux mois.

En 2018, quatre réunions plénières du CEE se sont tenues, complétées de huit réunions du secrétariat du CEE et de huit réunions des groupes de travail santé-sécurité, social, stratégie et études.

Le Comité de Groupe France

Cette instance qui représente plus de 72 500 salariés en France, est composée de 30 membres titulaires. En 2018, deux réunions se sont tenues.

Accords collectifs Groupe

Le 22 novembre 2017, Isabelle Kocher et trois fédérations syndicales européennes IndustriAll Europe, EPSU et FETBB ont signé un accord européen sur l'égalité professionnelle entre les femmes et les hommes. Cet accord à durée indéterminée réaffirme, par la prolongation de l'accord de 2012 que la promotion de l'égalité des chances, de l'égalité de traitement et de la diversité des salariés est un impératif pour le Groupe.

Par ailleurs, ENGIE demeure fidèle aux engagements pris dans le cadre de l'accord mondial sur les droits fondamentaux, le dialogue social et le développement durable signé en 2010. Le renouvellement du label diversité en 2017 en France (obtenu en 2014) et la signature de la Charte sur le Handicap de l'OIT (Organisation Internationale du Travail) en 2016 sont deux éléments tangibles de l'engagement du Groupe en la matière.

3.4.6 Politique de santé et sécurité

3.4.6.1 Les résultats

Comme les années précédentes, les résultats en matière de fréquence et gravité d'accidents des salariés du Groupe ont poursuivi leur progression en 2018, avec au niveau des accidents de travail :

- un taux de fréquence des accidents avec arrêt des salariés du Groupe de 3,4, sur le périmètre élargi depuis le 1er janvier 2016 à toutes les activités dont ENGIE a le management opérationnel. Ce bon résultat au regard de l'objectif Groupe 2018 de TF < 3,5 confirme la progression des années précédentes, et est à apprécier au regard de la transformation actuelle des activités du Groupe vers davantage d'activités de services, plus exposées aux risques pour les personnes, et en moyenne moins matures en culture sécurité que les activités industrielles ;
- un taux de gravité de 0,19, en diminution par rapport à l'année dernière (0,20).

Le nombre de décès du fait de l'exercice de l'activité professionnelle parmi toutes les personnes travaillant pour le Groupe (salariés Groupe, intérimaires et sous-traitants) a été de 7 en 2018 sur un périmètre d'activités en hausse par rapport à 2017 et avec une exposition potentielle au risque en augmentation du fait de la transformation des activités du Groupe.

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles a été en 2018 de 91.

3.4.6.2 Le dispositif de management santé-sécurité

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe ont été définis en 2010 au travers d'un accord avec les instances représentatives du personnel européennes, et renforcés au travers de l'accord mondial sur la santé et la sécurité au travail du 13 mai 2014.

Les standards et exigences minimaux applicables dans le Groupe sont fixés dans des Règles Santé-Sécurité Groupe.

Les objectifs pour la période 2016-2020 portent principalement sur l'élimination des accidents graves et mortels, la maîtrise des risques industriels, la réduction de l'accidentologie de travail, la réduction de l'absentéisme pour raison médicale, le développement de la culture et de l'engagement santé-sécurité des salariés, des managers et des sous-traitants.

Les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et sécurité industrielle sont suivis par le Comex, le Conseil d'Administration et le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration (CEEDD). En 2018, 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 qui regroupe l'ensemble des Directeurs des BU et Directeurs fonctionnels du Groupe.

Les résultats santé-sécurité font l'objet d'un partage avec les managers et la filière santé-sécurité du Groupe, sont portés *via* la voie managériale au sein des BU et sont 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 et, notamment en 2018, pour évaluer leur capacité à prévenir les accidents graves et mortels de collaborateurs et de sous-traitants.

3.4.6.3 Le renforcement de la culture santé-sécurité

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité des collaborateurs du Groupe et de ses sous-traitants.

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 autour de 4 axes :

- rendre visible et perceptible pour chacun l'ADN ENGIE *Care* ;
- renforcer les interactions et échanges entre BU ;
- renforcer l'engagement des sous-traitants ;
- veiller à la mise en œuvre rigoureuse des Règles Groupe santé-sécurité.

Le Groupe met en œuvre un important programme de formation destiné à développer le leadership de ses managers en santé sécurité c'est-à-dire leur capacité à influer sur le comportement de sécurité de leurs collaborateurs. Le Groupe développe également la capacité de ses opérateurs à influer sur le comportement de sécurité de leurs collègues au travers des démarches de détection des situations et événements à forte gravité potentielle et de vigilance partagée (voir Section 3.4.6.4 ci-dessous).

Des investissements importants en matière de formation ont été réalisés en 2018 : 32% du nombre total des heures de formation ont été consacrés à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement (QSE).

Un module d'apprentissage par ancrage mémoriel, basé sur les connaissances scientifiques les plus récentes en matière de mémorisation et d'intelligence artificielle, a été développé et permettra à chaque collaborateur de disposer d'un outil personnalisé d'appropriation des règles majeures à respecter en termes de santé-sécurité-sûreté.

La campagne de communication annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité («Tous unis pour la sécurité de chacun») a porté en 2018 sur les pratiques fondamentales à mettre en œuvre par chaque salarié et chaque sous-traitant du Groupe pour la prévention des accidents de travail, en particulier les accidents graves et mortels. Des campagnes de sensibilisation thématiques ont également été déployées par les BU et filiales en fonction des risques les plus importants induits par leurs activités.

L'animation de la filière santé-sécurité fait largement appel aux outils digitaux, avec un important travail de partage à destination des différentes BU et entités : organisation de *webinars* mensuels thématiques et de présentation du retour d'expériences des accidents mortels, mise à disposition de la filière de différents supports techniques *via* un espace collaboratif commun (*SharePoint Global Care)*.

Le Groupe favorise également le travail en réseaux pour l'échange de solutions concrètes, au travers de communautés de pratiques et de groupes d'échange thématiques intégrés à *Yammer*, le réseau social du Groupe.

Une *Newsletter* hebdomadaire, *Prevention News*, reprenant l'essentiel des échanges avec les BU est 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 de forte gravité potentielle remontés par les BU.

En 2018, la filière *Global Care* du Groupe (santé-sécurité au travail, qualité de vie au travail, sûreté, sécurité industrielle, gestion de crise) a donné un nouvel élan aux démarches de prévention des risques à l'occasion de sa convention «*Acceleration Days*». Ces journées ont permis de réunir les responsables santé-sécurité-sûreté des BU, filiales et entités autour de 2 thèmes majeurs : l'engagement des managers du Groupe et de nos sous-traitants pour une meilleure maîtrise des risques lors des prestations confiées par ENGIE.

3.4.6.4 La prévention des accidents graves et mortels

Dans le cadre de son plan d'actions pour éradiquer les accidents mortels, le Groupe a défini neuf «Règles Qui Sauvent», qui constituent la dernière barrière avant l'accident grave voire mortel, si toutes les autres barrières techniques et organisationnelles n'ont pas fonctionné. Par ailleurs, les BU mettent en œuvre une démarche systématique d'identification et de traitement des situations et événements à forte gravité potentielle («HiPo»), précurseurs d'accidents graves. Enfin, il est demandé aux opérateurs d'arrêter leurs activités si les conditions de sécurité ne sont pas réunies (démarche «*Stop the work*»), et d'exercer une vigilance partagée («je suis également vigilant pour la sécurité des autres personnes»).

La volonté ferme du Groupe d'éradiquer les accidents mortels, en particulier de ses sous-traitants, l'a conduit en 2018 à réviser la Règle Groupe sur la santé-sécurité dans la sous-traitance de façon à simplifier et renforcer ses exigences, et à définir un plan d'actions spécifique sur ce thème, porté par les équipes opérationnelles, avec l'appui et l'animation des filières *Global Care* et Achats du Groupe.

3.4.6.5 Le dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales s'est poursuivi en 2018 à tous les niveaux du Groupe, en particulier avec les instances mondiales et européennes dans le cadre des accords Groupe santé-sécurité. Des comités spécifiques se sont réunis pour suivre la mise en place des différents engagements.

3.4.7 Données sociales

3.4.7.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux

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 juridiques locales, filiales du Groupe ENGIE, sont réalisés dans le progiciel de consolidation financière Magnitude 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.

2 Périmètre de restitution

Un taux de restitution, fonction de l'effectif couvert, est attaché à chaque indicateur. En effet, certaines données manquantes ou incohérentes sont exclues de la restitution notamment sur certaines entités des zones Amérique du Nord et Asie-Afrique récemment intégrées au Groupe.

La BU Afrique est reportée uniquement pour les données relatives à l'effectif et aux flux.

Pour la BU GTT, les données relatives aux rémunérations et à la formation professionnelle ont été exclues. L'effectif, les flux et conditions de travail reportés au 31/12/2018 sont ceux de 2017. Les effectifs des entités AEGE Concept et SERT, acquises en fin d'année n'ont pas été inclus dans le reporting RH et SST. Leur exclusion du périmètre de reporting n'est donc pas reflétée dans les taux de restitution(1).

3 Méthodes de consolidation

Les indicateurs de ce rapport font l'objet d'une consolidation selon des procédures et des critères clairement définis.

Les données de structure, de flux d'effectifs, de conditions de travail, de formation et de sécurité sont consolidées par agrégation.

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.

5 Précisions sur certains indicateurs

a) Emploi

Les données Groupe regroupent celles des 23 BU, regroupées en 9 secteurs opérationnels.

Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les Techniciens Supérieurs/agents de Maîtrise (TSM).

Les entités belges du secteur de l'énergie ne déclare pas d'Ouvriers, Employés, Techniciens (OET) selon les pratiques du secteur de l'énergie (Electrabel), car contractuellement les collaborateurs peu ou pas qualifiés ont un statut d'employé. Cela peut conduire à une certaine sous-estimation de cette catégorie.

La notion de «Cadre» reste parfois difficile à appréhender hors de France, ce qui peut conduire à une légère sous-estimation, quelques entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

b) Mouvements de personnel

Depuis 2017, 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.

c) Diversité et égalité des chances

Le pourcentage de personnes handicapées déclarées fournit la meilleure information possible sur l'intégration des personnes handicapées. Nous ne considérons pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes régiementaires locales.

d) Développement professionnel

Les indicateurs relatifs à la formation professionnelle ne prennent pas en compte le *e-learning*.

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.

e) 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.

f) Rémunérations

La politique du Groupe est d'offrir à tous une rémunération individualisée, équitable et compétitive sur le marché et qui reflète la performance et les niveaux de responsabilité de chacun.

L'indicateur retenu sur les rémunérations est le ratio du salaire brut moyen des Ouvriers, Employés et Techniciens (OET) rapporté au salaire minimum légal par pays. Il permet d'apprécier le niveau relatif des salaires moyens des OET à temps plein du pays.

Le salaire brut moyen est obtenu en rapportant le salaire brut annuel à l'effectif moyen mensuel en équivalent temps plein (ETP).

Le taux de restitution dépend principalement de l'existence et de la disponibilité d'un salaire minimum légal. Les données relatives au salaire minimum légal 2018 sont issues d'Eurostat.

En complément, l'évolution des charges de personnel se trouve dans la Section 6.4.4 «Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices».

(1) L'indicateur proportion de salariés handicapés n'est pas reporté pour la BU Royaume-Uni.

g) 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 SST inclut les données des entités cédées au cours d'année jusqu'à leur date de cession. En particulier, les données de la BU LNG, cédée en 2018, sont incluses dans le reporting SST au sein du secteur LNG et GEM (représentant 15% des heures travaillées du secteur), à la différence du reporting RH dont elles sont exclues.

Les entités suivantes International Power Ltd. , EV Box, Priora FM SA, EGST, Teksial, ENGIE Contracting Almaghrib (ECAM), Thermaire&Ampair, FENIX Internation Inc, Fenix Ouganda, et Tieri consolidées en intégration globale et reportées pour les indicateurs RH ne sont pas incluses dans le reporting Santé-Sécurité, ces exclusions sont reflétées dans les taux de restitutions présentés.

Concernant l'indicateur nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle, nous ne considérons pas pertinent de fournir un taux de restitution puisque certaines sociétés ne peuvent collecter cet indicateur en raison de contraintes réglementaires locales.

3.4.7.2 Tableau des indicateurs sociaux

		GROUPE*			AMÉRIQUE DU NORD		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
EMPLOI							
Effectif total ■■	**LA1**	**160 301**	**155 128**	**153 090**	**6 010**	**3 770**	**3 635**
répartition par zone géographique ■■	**LA1**						
France	LA1	74 961	72 589	72 651	0	0	
Belgique	LA1	16 910	16 658	16 697	0	0	
Autres pays d'Europe	LA1	42 228	45 266	43 946	0	0	61
Total Europe	**LA1**	**134 099**	**134 513**	**133 294**	**0**	**0**	**61**
Amérique du Nord	LA1	7 380	4 903	4 350	6 010	3 770	3 574
Amérique du Sud	LA1	7 033	6 147	6 256	0	0	
Asie - Moyen Orient - Océanie	LA1	9 092	8 858	8 813	0	0	
Afrique	LA1	2 697	707	377	0	0	
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**LA1**						
Cadres ■■	LA1	40 131	37 191	35 587	1 680	893	1 050
Non-cadres ■■	LA1	120 170	117 937	117 503	4 330	2 877	2 585
% Cadres		25,0%	24,0%	23,2%	28,0%	23,7%	28,9%
% Non-cadres		75,0%	76,0%	76,8%	72,0%	76,3%	71,1%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	**LA1**						
CDI ■■	LA1	92,5%	93,3%	93,4%	99,4%	99,2%	90,3%
Autres ■■	LA1	7,5%	6,7%	6,6%	0,6%	0,8%	9,7%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	**LA1**						
moins de 25 ans	LA1	3,4%	3,1%	3,1%	6,3%	5,6%	4,1%
25-29 ans	LA1	9,5%	9,5%	9,7%	11,6%	13,4%	11,7%
30-34 ans	LA1	13,5%	13,5%	13,7%	12,9%	14,6%	14,0%
35-39 ans	LA1	15,1%	14,6%	14,3%	13,1%	14,7%	14,9%
40-44 ans	LA1	13,6%	13,5%	13,6%	12,6%	12,5%	13,8%
45-49 ans	LA1	14,3%	14,7%	14,6%	12,3%	11,9%	12,2%
50-54 ans	LA1	14,1%	14,2%	14,1%	12,3%	10,8%	11,0%
55-59 ans	LA1	11,2%	11,5%	11,4%	10,9%	9,2%	10,6%
60-64 ans	LA1	4,5%	4,6%	4,6%	5,7%	5,2%	5,8%
65 ans et +	LA1	0,8%	0,9%	0,9%	2,4%	2,1%	2,0%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**LA13**	**33 817**	**34 378**	**33 529**	**1 405**	**1 256**	**1 192**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES							
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**LA13**	**21,1%**	**22,2%**	**21,9%**	**23,4%**	**33,3%**	**32,8%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**LA13**	**23,3%**	**22,9%**	**22,8%**	**29,2%**	**30,8%**	**32,6%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**LA1**	**3,0%**	**2,9%**	**2,8%**	**0,1%**	**0,0%**	**0,0%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

* *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*
■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*
Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

AMÉRIQUE LATINE			AFRIQUE/ASIE			BENELUX		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
7 407	**6 446**	**6 413**	**8 957**	**6 510**	**6 166**	**20 851**	**20 885**	**20 915**
0	0		34	14		136	92	95
0	0		0	0		13 585	13 230	13 287
0	0		0	0		7 065	7 331	7 497
0	**0**	**0**	**34**	**14**	**0**	**20 786**	**20 653**	**20 879**
979	844	740	241	0		65	232	36
6 428	5 602	5 673	0	0		0	0	
0	0		6 261	6 187	6 166	0	0	
0	0		2 421	309		0	0	
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 556	1 016	973	1 712	1 335	1 152	4 791	4 579	4 585
5 851	5 430	5 440	7 245	5 175	5 014	16 060	16 306	16 330
21,0%	15,8%	15,2%	19,1%	20,5%	18,7%	23,0%	21,9%	21,9%
79,0%	84,2%	84,8%	80,9%	79,5%	81,3%	77,0%	78,1%	78,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
91,8%	92,6%	94,3%	82,5%	87,2%	88,3%	96,5%	96,9%	97,0%
8,2%	7,4%	5,7%	17,5%	12,8%	11,7%	3,5%	3,1%	3,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4,6%	4,4%	6,2%	3,5%	3,5%	4,4%	3,3%	3,2%	3,2%
14,7%	14,5%	14,8%	13,8%	14,6%	14,2%	8,1%	8,2%	8,5%
18,8%	18,3%	17,9%	19,2%	18,5%	16,4%	11,1%	12,0%	13,0%
19,2%	18,3%	18,0%	17,4%	16,2%	15,3%	14,5%	14,1%	13,5%
14,3%	14,2%	13,6%	14,2%	14,6%	14,8%	12,4%	12,1%	12,3%
10,3%	11,0%	10,4%	13,5%	13,3%	12,9%	14,2%	14,9%	15,6%
9,0%	9,5%	9,5%	8,8%	8,9%	10,2%	15,6%	15,6%	15,0%
5,8%	5,7%	5,6%	6,3%	6,8%	7,4%	12,9%	12,7%	12,3%
2,7%	3,3%	3,0%	2,6%	3,0%	3,7%	7,2%	6,9%	6,3%
0,7%	0,8%	1,0%	0,8%	0,6%	0,9%	0,7%	0,4%	0,3%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 256	**1 118**	**1 032**	**1 564**	**1 010**	**921**	**2 918**	**2 858**	**2 905**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
17,0%	**17,3%**	**16,1%**	**17,5%**	**15,5%**	**14,9%**	**14,0%**	**13,7%**	**13,9%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
19,2%	**17,3%**	**17,6%**	**22,7%**	**20,4%**	**18,7%**	**12,7%**	**12,3%**	**12,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,6%	**2,1%**	**0,1%**	**1,4%**	**1,4%**	**2,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

		GROUPE*			AMÉRIQUE DU NORD		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Proportion de salariés handicapés		**2,1%**	**2,0%**	**2,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI		**13,9%**	**15,7%**	**17,6%**	**9,8%**	**10,2%**	**14,1%**
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI		**13,6%**	**14,3%**	**12,6%**	**21,7%**	**23,8%**	**17,1%**
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI							
Nombre d'embauches en CDI	**LA2**	**18 011**	**14 339**	**12 058**	**1 246**	**886**	**680**
Nombre d'embauches en CDD	**LA2**	**11 743**	**9 499**	**9 190**	**74**	**31**	**356**
Taux d'embauche	**LA2**	**18,9%**	**15,6%**	**14,0%**	**30,3%**	**24,8%**	**28,7%**
% de restitution		99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%	100,00%
Taux d'embauche CDI	**LA2**	**60,5%**	**60,2%**	**56,7%**	**94,4%**	**96,6%**	**65,6%**
% de restitution		99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%	100,00%
Nombre de licenciements		**4 101**	**4 204**	**3 866**	**706**	**572**	**189**
% de restitution		99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%	100,00%
Turnover	**LA2**	**9,3%**	**8,4%**	**7,8%**	**27,9%**	**21,0%**	**19,3%**
% de restitution		99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%	100,00%
Turnover volontaire	**LA2**	**5,8%**	**5,8%**	**4,4%**	**11,5%**	**5,3%**	**13,6%**
% de restitution		99,38%	99,07%	100,00%	81,68%	61,59%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL							
Pourcentage d'effectif formé ■■	**LA10**	**66,1%**	**67,7%**	**65,6%**	**67,3%**	**17,7%**	**53,4%**
% de restitution		95,00%	97,57%	97,88%	13,47%	17,95%	28,77%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	**LA10**	**18,4%**	**17,6%**	**16,8%**	**16,4%**	**5,5%**	**25,7%**
% de restitution		95,00%	96,13%	97,88%	13,47%	5,34%	28,77%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	**LA10**						
Cadres	LA10	25,0%	24,6%	22,8%	13,0%	7,7%	22,4%
Non-cadres	LA10	75,0%	75,4%	77,2%	87,0%	92,3%	77,6%
% de restitution		95,00%	97,57%	97,88%	13,47%	17,95%	28,77%
Nombre total d'heures de formation	**LA10**	**3 069 973**	**3 082 644**	**3 039 026**	**5 097**	**10 541**	**9 797**
% de restitution		95,00%	97,57%	97,88%	13,47%	17,95%	28,77%
Répartition des heures de formation par thème	**LA10**						
Technique des métiers		40,8%	45,2%	44,2%	21,0%	50,1%	12,3%
Qualité, environnement, sécurité		32,0%	31,7%	30,2%	20,6%	39,0%	21,1%
Langues		2,8%	2,9%	3,4%	2,5%	0,0%	2,8%
Management et développement personnel		17,4%	13,0%	13,8%	2,6%	2,8%	3,8%
Autres		7,0%	7,1%	8,5%	53,4%	8,0%	60,1%
% de restitution		95,00%	97,57%	97,88%	13,47%	17,95%	28,77%
Nombre d'heures de formation par personne formée	**LA10**	**31**	**30**	**31**	**11**	**16**	**17**
% de restitution		95,00%	97,57%	97,88%	13,47%	17,95%	28,77%
Nombre d'heures de formation par femme formée	**LA10**	**27**	**27**	**28**	**9**	**29**	**13**
% de restitution		95,00%	96,13%	97,88%	13,47%	5,34%	28,97%
Dépenses de formation par heure de formation *(€)*	**LA10**	**29**	**34**	**33**	**10**	**12**	**31**
% de restitution		95,00%	97,57%	97,86%	13,47%	17,95%	27,83%

* *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*

■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*

Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

AMÉRIQUE LATINE			AFRIQUE/ASIE			BENELUX		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
1,1%	**0,5%**	**1,2%**	**0,3%**	**0,2%**	**0,2%**	**0,3%**	**0,4%**	**0,3%**
12,2%	**13,9%**	**14,9%**	**12,1%**	**13,3%**	**25,3%**	**14,5%**	**19,4%**	**20,9%**
6,5%	**5,1%**	**7,2%**	**6,4%**	**9,5%**	**5,7%**	**16,1%**	**16,8%**	**9,4%**
1 773	**1 199**	**1 284**	**840**	**677**	**435**	**1 975**	**1 674**	**1 536**
2 010	**1 464**	**1 309**	**549**	**311**	**236**	**577**	**517**	**511**
53,7%	**41,3%**	**40,1%**	**16,0%**	**15,2%**	**13,3%**	**12,2%**	**10,5%**	**9,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
46,9%	**45,0%**	**49,5%**	**60,5%**	**68,5%**	**64,8%**	**77,4%**	**76,4%**	**75,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
667	**869**	**893**	**99**	**372**	**46**	**527**	**311**	**449**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
16,8%	**21,7%**	**20,4%**	**9,0%**	**13,6%**	**9,5%**	**9,0%**	**6,7%**	**7,2%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
6,4%	**7,5%**	**6,2%**	**7,6%**	**7,5%**	**8,4%**	**5,6%**	**4,0%**	**3,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
72,5%	**72,7%**	**75,3%**	**56,3%**	**73,1%**	**77,4%**	**73,1%**	**73,1%**	**74,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
18,4%	**18,8%**	**14,5%**	**16,0%**	**16,2%**	**14,2%**	**12,3%**	**12,5%**	**12,5%**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,07%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
24,2%	19,0%	15,2%	22,2%	22,0%	18,9%	23,4%	22,0%	21,5%
75,8%	81,0%	84,8%	77,8%	78,0%	81,1%	76,6%	78,0%	78,5%
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
217 719	**147 670**	**179 573**	**171 645**	**220 215**	**215 940**	**504 736**	**521 534**	**507 468**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
38,8%	41,1%	41,3%	43,4%	59,3%	57,9%	50,5%	57,0%	63,2%
34,0%	26,7%	29,9%	32,1%	25,6%	29,4%	24,9%	29,8%	27,5%
10,3%	7,8%	8,7%	2,1%	1,5%	2,9%	0,9%	0,7%	0,7%
9,2%	13,2%	9,1%	9,1%	7,2%	5,5%	15,9%	7,2%	6,4%
7.6%	11,2%	10,9%	13,3	6,4%	4,3%	7,8%	5,3%	2,3%
100,00%	100,00%	100,00%	65,80%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
43	**31**	**37**	**35**	**49**	**46**	**33**	**34**	**32**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
38	**31**	**39**	**28**	**29**	**27**	**24**	**27**	**22**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,07%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
12	**14**	**22**	**11**	**14**	**15**	**29**	**26**	**27**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%

		GROUPE*			AMÉRIQUE DU NORD		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Dépenses de formation par personne formée (€)	LA10	**885**	**1 036**	**1 000**	**109**	**199**	**542**
% de restitution		95,00%	97,57%	97,86%	13,47%	17,95%	27,83%
CONDITIONS DE TRAVAIL							
Jours d'absence par personne	LA7	**13**	**12**	**12**	**6**	**3**	**7**
% de restitution		95,90%	98,32%	99,06%	29,65%	48,92%	62,76%
Heures supplémentaires	LA7	**3,0%**	**3,0%**	**3,2%**	**3,8%**	**4,4%**	**4,6%**
% de restitution		96,39%	98,62%	99,95%	38,79%	61,59%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ							
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)		**4**	**1**	**4**	**0**	**0**	**0**
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Taux de fréquence		**3,40**	**3,30** [2]	**3,55**	**1,00**	**0,69**	**1,70**
% de restitution		98%	99,08%	100%	100%	65%	100%
Taux de gravité [1] **(selon référentiel français)**		**0,19**	**0,20**	**0,18**	**0,03**	**0,08**	**0,09**
% de restitution		98%	99,08%	90%	100%	65%	100%
Taux de gravité (1) (selon référentiel OIT)		**0,13**	**0,13**	**0,13**	**0,03**	**0,01**	**0,04**
% de restitution		98%	99,08%	100%	100%	65%	100%
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle		**91**	**76**	**100**	**0**	**2**	**1**
RÉMUNÉRATIONS							
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	**Salaire minimum légal annuel 2018 en €**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
France	17 982	NS	NS	NS			
Belgique	18 751						
Espagne	10 303						
Pays-Bas	19 130						
Royaume-Uni	17 566						1,44
Luxembourg	23 983						
Roumanie	4 889						
Pologne	5 762						
République tchèque	5 626						
Hongrie	5 022						
Slovaquie	5 760						
Portugal	8 120						
Grèce	8 205						
Allemagne	17 976						
Turquie	4 562						
États-Unis	12 935				2,06	2,39	4,55
% de restitution					21,10%	1,29%	1,86%

(1) l'évolution des taux de gravité n'incluent pas les accidents mortels
(2) 3,50 au périmètre 2018
* *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*
■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*
Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

AMÉRIQUE LATINE			AFRIQUE/ASIE			BENELUX		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
490	**449**	**822**	**385**	**676**	**670**	**944**	**905**	**865**
100,00%	100,00%	100,00%	65,88%	95,06%	99,37%	100,00%	100,00%	100,00%
7	**9**	**9**	**5**	**7**	**8**	**15**	**15**	**15**
100,00%	100,00%	100,00%	68,51%	95,06%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4,4%	**3,9%**	**8,1%**	**8,7%**	**9,0%**	**10,0%**	**2,9%**	**2,6%**	**2,6%**
100,00%	100,00%	100,00%	71,86%	95,06%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**	**0**	**0**
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
1,84	**1,44**	**3,54**	**0,48**	**0,80**	**1,61**	**3,60**	**2,96**	**3,15**
100%	100%	100%	80%	100%	100%	100%	100%	100%
0,10	**0,10**	**0,05**	**0,01**	**0,04**	**0,06**	**0,24**	**0,20**	**0,20**
100%	100%	100%	80%	100%	100%	100%	100%	100%
0,10	**0,02**	**0,05**	**0,01**	**0,01**	**0,03**	**0,18**	**0,14**	**0,16**
100%	100%	100%	80%	100%	100%	100%	100%	100%
1	**3**	**1**	**4**	**0**	**1**	**3**	**2**	**3**

2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
						1,17	1,67	1,71
						1,95	1,88	1,86
						2,13	1,94	1,94
						5,18	3,04	2,42
						1,90	1,71	1,74
3,49	3,62	3,57						
7,21%	7,78%	7,64%				97,35%	98,35%	98,05%

		FRANCE			EUROPE HORS France & BENELUX		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
EMPLOI							
Effectif total ■■	**LA1**	**55 631**	**52 478**	**53 814**	**31 655**	**33 813**	**31 554**
Répartition par zone géographique ■■	**LA1**						
France	LA1	52 470	49 685	50 968	42	42	35
Belgique	LA1	0	0		0	0	
Autres pays d'Europe	LA1	913	530	542	31 613	33 771	31 519
Total Europe	**LA1**	**53 383**	**50 215**	**51 510**	**31 655**	**33 813**	**31 554**
Amérique du Nord	LA1	21	0		0	0	
Amérique du Sud	LA1	8	8	22	0	0	
Asie - Moyen Orient - Océanie	LA1	1 951	1 890	1 940	0	0	
Afrique	LA1	268	365	342	0	0	
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**LA1**						
Cadres ■■	LA1	13 153	11 758	12 039	4 639	4 441	3 206
Non-cadres ■■	LA1	42 478	40 720	41 775	27 016	29 372	28 348
% Cadres		23,6%	22,4%	22,4%	14,7%	13,1%	10,2%
% Non-cadres		76,4%	77,6%	77,6%	85,3%	86,9%	89,8%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	**LA1**						
CDI ■■	LA1	91,6%	91,9%	92,3%	91,5%	92,2%	92,8%
Autres ■■	LA1	8,4%	8,1%	7,7%	8,5%	7,8%	7,2%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI	**LA1**						
moins de 25 ans	LA1	3,4%	3,0%	2,9%	3,2%	3,1%	3,0%
25-29 ans	LA1	10,0%	10,4%	10,8%	7,2%	6,9%	6,7%
30-34 ans	LA1	14,3%	14,5%	14,8%	9,7%	9,3%	9,2%
35-39 ans	LA1	15,7%	15,4%	14,9%	11,8%	11,5%	11,6%
40-44 ans	LA1	13,4%	13,4%	13,8%	13,3%	13,0%	13,4%
45-49 ans	LA1	14,3%	14,5%	14,7%	15,4%	16,4%	16,6%
50-54 ans	LA1	14,4%	14,5%	14,3%	16,5%	15,6%	15,3%
55-59 ans	LA1	11,5%	11,4%	11,1%	13,2%	13,8%	13,3%
60-64 ans	LA1	2,8%	2,8%	2,6%	7,7%	7,8%	8,2%
65 ans et +	LA1	0,3%	0,3%	0,2%	2,0%	2,6%	2,7%
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**LA13**	**9 190**	**8 551**	**9 205**	**8 729**	**10 555**	**10 075**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DIVERSITÉ ET ÉGALITÉ DES CHANCES							
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**LA13**	**16,5%**	**16,3%**	**17,1%**	**27,6%**	**31,2%**	**31,9%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**LA13**	**21,6%**	**21,1%**	**21,2%**	**22,0%**	**21,4%**	**23,3%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**LA1**	**5,0%**	**4,8%**	**4,6%**	**1,5%**	**1,2%**	**0,9%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

' *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*
■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*
Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

INFRASTRUCTURES EUROPE			EMT & LNG			AUTRE		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
17 194	17 032	16 942	1 260	1 474	1 456	11 336	11 294	10 493
16 970	16 809	16 714	593	774	801	4 716	5 001	3 760
0	0		386	422	439	2 939	3 006	2 971
224	223	228	165	183	216	2 248	2 016	2 504
17 194	**17 032**	**16 942**	**1 144**	**1 379**	**1 456**	**9 903**	**10 023**	**9 235**
0	0		58	57		6	0	
0	0		0	0		597	537	561
0	0		58	38		822	734	697
0	0		0	0		8	0	
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4 437	4 245	4 103	1 087	1 252	1 257	7 076	7 183	6 614
12 757	12 787	12 839	173	222	199	4 260	4 111	3 879
25,8%	24,9%	24,2%	86,3%	84,9%	86,3%	62,4%	63,6%	63,0%
74,2%	75,1%	75,8%	13,7%	15,1%	13,7%	37,6%	36,4%	37,0%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
94,3%	94,3%	94,1%	97,8%	97,3%	98,3%	94,0%	95,3%	94,9%
5,7%	5,7%	5,9%	2,2%	2,7%	1,7%	6,0%	4,7%	5,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,31%	3,9%	4,1%	1,0%	0,6%	0,5%	1,3%	1,1%	0,9%
10,80%	11,4%	11,7%	6,7%	5,3%	8,4%	7,4%	7,1%	7,6%
15,08%	15,3%	14,8%	20,0%	22,2%	26,2%	14,2%	14,8%	15,9%
15,56%	14,8%	14,4%	26,7%	27,7%	27,3%	17,2%	16,0%	15,4%
14,41%	14,5%	14,6%	22,1%	20,6%	16,1%	14,8%	14,8%	13,8%
14,73%	14,0%	13,1%	13,3%	11,8%	9,9%	14,5%	14,9%	14,1%
13,05%	13,6%	14,7%	7,0%	7,1%	7,4%	13,8%	13,7%	13,8%
10,87%	10,6%	11,0%	2,4%	4,1%	3,4%	10,4%	11,7%	12,3%
2,10%	1,8%	1,7%	0,9%	0,7%	0,8%	5,1%	5,0%	5,4%
0,09%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,4%	0,9%	0,9%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4 553	**4 406**	**4 236**	**404**	**505**	**514**	**3 798**	**3 814**	**3 055**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
26,5%	**25,9%**	**25,0%**	**32,1%**	**34,3%**	**35,3%**	**33,5%**	**33,8%**	**29,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
31,9%	**31,4%**	**30,4%**	**29,1%**	**30,4%**	**30,8%**	**27,7%**	**27,4%**	**26,5%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
5,5%	**5,4%**	**5,8%**	**0,8%**	**1,1%**	**0,5%**	**2,6%**	**2,3%**	**2,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

		FRANCE			EUROPE HORS France & BENELUX		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Proportion de salariés handicapés		**3,8%**	**3,6%**	**3,8%**	**0,9%**	**0,8%**	**0,9%**
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI		**17,3%**	**18,8%**	**19,6%**	**10,9%**	**12,4%**	**13,8%**
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI		**8,4%**	**8,8%**	**8,0%**	**23,4%**	**22,8%**	**21,8%**
MOUVEMENTS DE PERSONNEL ET EMPLOI							
Nombre d'embauches en CDI	**LA2**	**5 840**	**4 183**	**3 167**	**4 573**	**4 144**	**3 502**
Nombre d'embauches en CDD	**LA2**	**5 476**	**4 423**	**4 480**	**1 919**	**1 783**	**1 330**
Taux d'embauche	**LA2**	**20,6%**	**16,5%**	**14,2%**	**20,3%**	**18,4%**	**15,5%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI	**LA2**	**51,6%**	**48,6%**	**41,4%**	**70,4%**	**69,9%**	**72,5%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements		**809**	**876**	**911**	**1 043**	**925**	**902**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover	**LA2**	**7,5%**	**6,5%**	**5,7%**	**13,5%**	**12,2%**	**11,9%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire	**LA2**	**4,9%**	**3,7%**	**2,8%**	**9,4%**	**8,7%**	**8,4%**
% de restitution		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DÉVELOPPEMENT PROFESSIONNEL							
Pourcentage d'effectif formé ■■	**LA10**	**63,3%**	**70,5%**	**71,6%**	**56,3%**	**53,0%**	**44,7%**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	**LA10**	**12,8%**	**12,6%**	**14,1%**	**22,2%**	**21,8%**	**21,2%**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	**LA10**						
Cadres	LA10	22,6%	22,8%	21,5%	19,8%	18,8%	13,4%
Non-cadres	LA10	77,4%	77,2%	78,5%	80,2%	81,2%	86,6%
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre total d'heures de formation	**LA10**	**950 527**	**1 018 716**	**1 018 873**	**426 341**	**407 738**	**389 697**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	**LA10**						
Technique des métiers		34,0%	36,2%	32,6%	41,3%	42,8%	43,7%
Qualité, environnement, sécurité		45,5%	43,3%	40,3%	33,1%	31,7%	27,3%
Langues		1,6%	1,8%	1,7%	4,0%	6,2%	7,2%
Management et développement personnel		12,4%	11,9%	13,0%	15,6%	11,0%	15,5%
Autres		6,5%	6,8%	12,4%	6,0%	8,2%	6,3%
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	**LA10**	**27**	**28**	**26**	**24**	**24**	**28**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par femme formée	**LA10**	**24**	**25**	**23**	**21**	**22**	**29**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation *(€)*	**LA10**	**27**	**31**	**29**	**16**	**33**	**33**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%

* *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*

■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*
Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

INFRASTRUCTURES EUROPE			EMT & LNG			AUTRE		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
3,6%	**3,4%**	**3,5%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,5%**	**1,3%**	**1,5%**	**1,2%**
28,2%	**29,4%**	**29,8%**	**6,3%**	**2,6%**	**9,9%**	**8,1%**	**7,8%**	**10,9%**
3,2%	**4,4%**	**2,9%**	**3,1%**	**0,0%**	**7,0%**	**10,1%**	**12,0%**	**16,7%**
592	**742**	**799**	**128**	**78**	**71**	**1 044**	**734**	**570**
651	**586**	**600**	**23**	**29**	**22**	**464**	**346**	**329**
7,3%	**7,8%**	**8,2%**	**12,0%**	**7,5%**	**6,3%**	**13,5%**	**9,5%**	**8,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
47,6%	**55,9%**	**57,1%**	**84,8%**	**72,9%**	**76,3%**	**69,2%**	**68,0%**	**63,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
19	**23**	**19**	**11**	**16**	**6**	**220**	**235**	**439**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1,1%	**0,7%**	**0,7%**	**6,3%**	**4,1%**	**3,7%**	**7,4%**	**6,4%**	**8,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,9%	**0,5%**	**0,6%**	**3,2%**	**2,0%**	**2,7%**	**4,5%**	**3,9%**	**3,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
78,8%	**75,2%**	**72,9%**	**64,6%**	**54,6%**	**53,0%**	**59,2%**	**68,0%**	**58,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
26,0%	**21,4%**	**21,2%**	**35,8%**	**43,0%**	**38,9%**	**35,9%**	**34,2%**	**26,9%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
21,8%	20,4%	21,8%	86,3%	81,6%	84,3%	58,2%	57,1%	59,5%
78,2%	79,6%	78,2%	13,7%	18,4%	15,7%	41,8%	42,9%	40,5%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
582 986	**531 107**	**496 411**	**25 673**	**20 325**	**18 252**	**185 250**	**180 151**	**169 886**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
45,5%	51,5%	46,5%	6,4%	25,2%	35,5%	38,9%	40,2%	43,4%
17,3%	18,6%	16,2%	1,6%	3,9%	6,5%	27,2%	20,2%	23,4%
1,6%	1,5%	1,6%	4,3%	29,9%	19,8%	6,4%	7,5%	10,5%
31,3%	23,1%	27,6%	86,7%	35,6%	32,8%	16,1%	17,6%	12,6%
4,2%	5,3%	8,2%	0,9%	5,3%	5,4%	11,4%	14,5%	10,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
43	**42**	**40**	**32**	**26**	**23**	**28**	**23**	**28**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
38	**38**	**42**	**31**	**23**	**26**	**24**	**22**	**24**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	98,06%	95,16%
49	**57**	**57**	**32**	**47**	**51**	**41**	**40**	**30**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%

		FRANCE			EUROPE HORS France & BENELUX		
	GRI	2018	2017	2016	2018	2017	2016
Dépenses de formation par personne formée *(€)*	LA10	**735**	**857**	**758**	**370**	**776**	**917**
% de restitution		99,97%	100,00%	99,88%	100,00%	100,00%	100,00%
CONDITIONS DE TRAVAIL							
Jours d'absence par personne	LA7	**13**	**13**	**14**	**11**	**10**	**9**
% de restitution		99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	LA7	**1,8%**	**1,6%**	**1,5%**	**4,3%**	**4,9%**	**4,9%**
% de restitution		99,97%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
DONNÉES SANTÉ SÉCURITÉ							
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)		**1**	**1**	**3**	**0**	**0**	**1**
% de restitution		100%	100,0%	99,5%	100%	100%	100%
Taux de fréquence		**5,22**	**5,38**	**5,79**	**3,72**	**3,10**	**3,17**
% de restitution		100%	100,0%	99,5%	100%	100%	100%
Taux de gravité [1] (selon référentiel français)		**0,34**	**0,38**	**0,36**	**0,12**	**0,16**	**0,09**
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	52%
Taux de gravité [1] (selon référentiel OIT)		**0,20**	**0,22**	**0,24**	**0,11**	**0,11**	**0,08**
% de restitution		100%	100%	100%	100%	100%	100%
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle		**82**	**68**	**92**	**0**	**0**	**0**
RÉMUNÉRATIONS							
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	**Salaire minimum légal annuel 2018 en €**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
France	17 982	1,50	1,50	1,48	1,00		0,85
Belgique	18 751						
Espagne	10 303				2,72	2,93	2,93
Pays-Bas	19 130						
Royaume-Uni	17 566	1,40			1,49	1,42	1,53
Luxembourg	23 983						
Roumanie	4 889				2,90	2,84	3,24
Pologne	5 762				2,25	2,00	2,24
République tchèque	5 626				3,24	3,35	3,49
Hongrie	5 022				2,92	2,88	2,97
Slovaquie	5 760				2,33	2,19	2,20
Portugal	8 120				2,09	2,52	2,67
Grèce	8 205				2,14	2,24	2,24
Allemagne	17 976	2,45			2,57	2,56	2,52
Turquie	4 562						
États-Unis	12 935	3,00					
% de restitution		91,49%	91,71%	92,02%	84,10%	85,88%	83,55%

(1) l'évolution des taux de gravité n'incluent pas les accidents mortels.
* *Groupe ENGIE reprend les 9 secteurs.*
■■ *Assurance raisonnable pour l'exercice 2018.*
Les flux 2016 sont calculés à périmètre constant.

INFRASTRUCTURES EUROPE			EMT & LNG			AUTRE		
2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
2 113	**2 366**	**2 287**	**1 006**	**1 212**	**1 187**	**1 152**	**935**	**852**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,91%	96,72%	95,16%
16	**16**	**16**	**14**	**14**	**10**	**12**	**12**	**11**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,72%	99,32%
2,4%	**2,5%**	**2,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,4%**	**0,5%**	**0,5%**	**0,6%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	96,72%	99,32%
1	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
2,47	**2,20**	**1,79**	**0,74**	**1,34**	**0,00**	**1,09**	**1,87**	**1,15**
100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100%	100%
0,12	**0,11**	**0,09**	**0,02**	**0,01**	**0,00**	**0,03**	**0,07**	**0,02**
100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100%	100%
0,07	**0,09**	**0,07**	**0,02**	**0,01**	**0,00**	**0,03**	**0,06**	**0,02**
100%	100%	100%	100%	100%	100%	97%	100%	100%
1	**1**	**1**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**1**

2018	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**	**2018**	**2017**	**2016**
1,64	1,60	1,63			0,85	2,08	1,50	1,25
							3,70	3,68
						4,29	4,32	4,92
						1,89	1,86	1,74
		2,93						
								4,07
						1,45	1,57	1,91
								3,39
								0,24
						1,92	1,56	
100,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	45,32%	71,16%	84,08%

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 la Section 2.1 «Facteurs de risque»), 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 CPLC (*Carbon Pricing Leadership Coalition*).

3.5.2 Le management environnemental

À la clôture de l'exercice 2018, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnemental (SME) représentaient 80,3% du chiffre d'affaires pertinent [1]. C'est au niveau local, au regard des conditions économiques et de l'intérêt d'une telle démarche que le besoin d'obtenir une certification externe est évalué.

POURCENTAGE DU CHIFFRE D'AFFAIRES PERTINENT COUVERT

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Par une certification EMAS ■■	2,4%	4,7%	4,8%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	66%	61,8%	58,5%
Par d'autres certifications SME externes	2,2%	3,2%	3,1%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES	**70,6%**	**69,7%**	**66,5%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	9,7%	11,9%	14,7%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES	**80,3%**	**81,6%**	**81,2%**

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2018.*

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.

(1) Chiffre d'affaires pertinent : après exclusion du CA généré par les activités jugées non pertinentes en termes d'impact environnemental (activités tertiaires, trading, commercialisation, etc.).

3.5.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, un prérequis à l'exercice de la responsabilité environnementale

Afin de piloter le déploiement de sa politique environnementale, de maîtriser les risques environnementaux et de favoriser la communication de ses performances environnementales aux parties prenantes, ENGIE met en œuvre un système de *reporting* spécifique, 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) alors que les entités juridiques dont la seule activité est le négoce d'énergie, des activités financières ou de l'ingénierie sont exclues du périmètre. 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. Sont exclues les entités juridiques mises en équivalence.

Ainsi, en accord avec les règles de consolidation financière, 100% des impacts collectés sont consolidés lorsque les entités sont sous intégration globale. Pour les entités sous 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.

Le périmètre est figé au 30 juin de l'année de l'exercice. Pour les cessions intervenant après cette date, il est prévu que l'entité remplisse le questionnaire environnemental avec les données disponibles au dernier jour du mois qui précède la cession. Les acquisitions réalisées après le 30 juin ne sont pas prises en compte, sauf demande de dérogation formulée par la BU concernée et sous réserve que les données soient disponibles.

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). 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 tous derniers PRG publiés par le GIEC (5th 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, 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 bicombustibles. 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.
- Pour le poste 11 du scope 3 (utilisation des produits vendus), seules les ventes de gaz aux clients finaux sont pris en compte. Les ventes sur les marchés sont dorénavant exclues et les données communiquées pour les années 2016 et 2017 ont été retraitées.

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 2.2.3 «Impact du climat» 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 la transition énergétique au cœur de son ambition stratégique. ENGIE accroît encore ses efforts de décarbonisation le taux d'émission à fin 2018 s'établit à 315,8 g CO_2éq/kWh, en diminution de 13,2% par rapport à 2017 et de 28,6% 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 plus de 23,4 millions de tonnes en un an, passant de 89,4 à 65,8 millions de tonnes, soit une réduction de 26,4%.

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 Scope 1, 2 et 3 (postes principaux) et répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	65 778 897 t CO_2 éq	89 438 553 t CO_2 éq	120 150 105 t CO_2 éq
dont émissions directes de CH_4	1 513 026 t CO_2 éq	1 935 173 t CO2 éq	1 754 034 t CO_2 éq
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie	315,8 kg $_{CO2}$ éq/MWhéq	363,7 kg CO_2 éq/MWhéq	392,8 kg CO_2 éq/MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz	0,9 kg CO_2 éq/MWhéq	0,8 kg CO_2 éq/MWhéq	0,9 kg CO_2 éq/MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)	1,2 kg CO_2 éq./MWhéq	1,7 kg CO_2 éq./MWhéq	1,7 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers	1,6 kg CO_2 éq./MWhéq	2,3 kg CO_2 éq./MWhéq	2,6 kg CO_2 éq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz	2,3 kg CO_2 éq./MWhéq	2,1 kg CO_2 éq./MWhéq	2,0 kg CO_2 éq./MWhéq

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2018.*

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 etc et autres manifestations plus progressives du type montée du niveau de la mer, hausse de la température etc.). 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, etc. Afin de se prémunir contre ces risques, ENGIE met en place des actions concrètes : projet de mur de construction 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, etc. 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.

(1) La part de la production d'énergie à partir de sources renouvelables et nucléaires a augmenté de 40,8% en 4 ans passant de 32,7% à 46,1% en 2018

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 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de «Scope 2»)	**3 423 114 t CO_2 éq**	**3 576 861 t CO_2 éq**	**3 855 133 t CO_2 ép**
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité (1)	2 364 224 t CO_2 éq	2 602 395 t CO_2 éq	2 776 748 t CO_2 éq
Émissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid (1)	1 058 890 t CO_2 éq	974 466 t CO_2 éq	1 078 385 t CO_2 éq
Autres émissions indirectes de GES (dites de «Scope 3»)	**139 009 236 t CO_2 éq**	**153 051 062 t CO_2 éq**	**161 870 565 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)	10 730 035 t CO_2 éq	12 498 089 t CO_2 éq	16 507 068 t CO_2 éq
Investissement (émissions de GES des installations mises en équivalence)	30 732 680 t CO_2 éq	27 963 262 t CO_2 éq	32 046 546 t CO_2 éq
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des tiers, hors marché)	87 383 910 t CO_2 éq	99 440 102 t CO_2 éq	113 316 951 t CO_2 éq
Achats de produits et de services	6 812 253 t CO_2 éq	9 847 667 t CO_2 éq	non disponible
Immobilisatons des biens	3 350 358 t CO_2 éq	3 301 942 t CO_2 éq	non disponible

(1) 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 2018 (voir Section 3.6.4.3).

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 2018 près de 18 GW équivalents électriques installés, soit 27,8% du total des capacités directement opérées par le Groupe.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique)■■	18 094 MWéq	16 812 MWéq	16 795 MWéq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	27,8%	24,5%	21,5%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites■■	65 781 GWhéq	58 985 GWhéq	74 082 GWhéq
Énergie produite – part du grand hydraulique	75,95%	75,43%	78,05%
Énergie produite – part du petit hydraulique	1,51%	1,35%	1,26%
Énergie produite – part de l'éolien	9,33%	9,90%	7,62%
Énergie produite – part du géothermique	0,2%	0,15%	0,1%
Énergie produite – part du solaire	2,57%	1,14%	0,61%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz	10,43%	12,03%	12,36%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2018.*
Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en Section 3.6.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

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 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	330 640 GWh	445 327 GWh	573 500 GWh
Part du charbon/lignite	20,85%	24,55%	30,13%
Part du gaz naturel	44,56%	40,11%	39,74%
Part du fioul (lourd et léger)	0,76%	0,99%	0,84%
Part de l'uranium	24,48%	26,90%	21,47%
Part de la biomasse et du biogaz	5,78%	4,57%	5,67%
Part des autres combustibles	3,28%	2,63%	1,95%
Part des combustibles pour le transport	0,29%	0,25%	0,2%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation)■■	9 156 GWhéq	9 503 GWhéq	9 901 GWhéq
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse/Biogaz) ■■	44,2%	43,4%	41,7%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2018.*

3.5.4.4 L'énergie nucléaire

Le maintien d'un très haut niveau de sûreté des sept réacteurs nucléaires exploités par ENGIE est une priorité fondamentale du Groupe. En la matière, ENGIE attache également une grande importance à la limitation de l'impact (rejets, déchets, etc.) de ces installations sur leur environnement.

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 20.2.2.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	54,4 TBq	34 TBq	58,84 TBq
Iodes	0,03 GBq	0,01 GBq	0,04 GBq
Aérosols	0,26 GBq	0,34 GBq	0,40 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	204 m^3	178 m^3	204 m^3
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	22,77 GBq	20,56 GBq	17,66 GBq
Tritium	84,82 TBq	55,66 TBq	82,88 TBq

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés à la Section 2.4.3 «Centrales nucléaires».

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 2018, ENGIE s'est vu décerner la note B- par le CDP *Water Disclosure*.

Chaque année, dans le cadre de l'optimisation de sa production énergétique, ENGIE évalue le risque de stress hydrique pour les sites industriels du Groupe en utilisant l'index *Baseline water stress* et l'outil Aqueduct (*World Resource Institute*). En 2018, 40 sites sont localisés en zone de stress hydrique extrême (5,5% des sites hors solaire et éolien), pour lesquels des plans d'actions sont 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 62,3% ses prélèvements d'eau douce sur son activité de production électrique depuis 2012. Grâce à son engagement en matière de gestion de la ressource en eau, ENGIE s'est vu décerner la note A- par le *CDP Water Disclosure*.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Eau douce			
Prélèvement total	2 759 Mm^3	2 793 Mm^3	5 110 Mm^3
Rejet total	2 686 Mm^3	2 680 Mm^3	4 971 Mm^3
Eau non douce			
Prélèvement total	7 603 Mm^3	8 685 Mm^3	8 829 Mm^3
Rejet total	7 594 Mm^3	8 672 Mm^3	8 812 Mm^3
Consommation totale	82,8 Mm^3	124,9 Mm^3	156,2 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 janvier 2014, 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 près de 85% pour les déchets non dangereux et de 27,7% pour les déchets dangereux en 2018. 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 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	2 742 387 t	2 773 419 t	4 682 305 t
Cendres volantes, refioms	1 497 249 t	1 709 087 t	2 715 145 t
Cendres cendrées, mâchefers	676 474 t	503 592 t	1 403 843 t
Sous-produits de désulfuration	180 478 t	191 522 t	352 129 t
Boues	19 500 t	20 576 t	21 321 t
Bois flotté	8 888 t	7 331 t	6 321 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	2 333 690 t	2 255 802 t	4 088 134 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	43 190 t	386 783 t	529 180 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	11 968 t	52 203 t	53 263 t

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2018.*

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 2018 grâce à la réorientation du portefeuille d'actifs de production d'ENGIE.

Intitulé des indicateurs	ENGIE 2018	ENGIE 2017	ENGIE 2016
Émissions de NOx	61 786 t	92 209 t	136 895 t
Émissions de SO_2	131 101 t	159 623 t	192 213 t
Émissions de poussières	4 960 t	7 353 t	13 353 t

3.5.4.8 La gestion de 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 (comme la contribution de Glow, en Thaïlande, à la restauration de la forêt de Houay Mahad Hill), la réduction des impacts des éoliennes sur la faune (parc de Sheppes-la-Prairie en France), le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons (la passe à poisson de Sauveterre sur le Rhône), 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 les sites cibles ; toutefois, la méthode d'identification des sites en matière de biodiversité reste inchangée.

Forte des résultats de 2015, et pour accompagner le changement et la transformation du Groupe, ENGIE a prolongé sa contribution à la Stratégie Nationale de la Biodiversité sur la période 2016-2018 en définissant un nouvel objectif d'ancrage local et durable visant à placer la biodiversité comme un atout pour intégrer ses activités dans les territoires en lien avec ses parties prenantes et qui mettra en avant les bonnes pratiques menées par les BUs du Groupe comme celle sur la gestion écologiques des sites. Le Groupe a également renforcé ses engagements à l'échelle internationale en adhérant à l'initiative act4nature en juillet 2018.

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 2018	Données 2017	Données 2016
% du CA pertinent couvert par un plan de prévention des risques environnementaux	87,6%	83,2%	82,7%
% du CA pertinent couvert par un plan de gestion des crises environnementales	88,4%	87,7%	85,8%

Les 24 plaintes enregistrées en 2018 n'ont pas donnée lieu à obligation d'indemnisation. Une plainte concerne un épandage accidentel de 10 m^3 de méthanol dûment signalé aux autorités, sept sont liées à des nuisances par des chantiers, quinze ont été adressées à ENGIE par des particuliers à cause du bruit des éoliennes et la dernière a été motivée par la couleur des fumées d'une centrale bien qu'aucune anomalie n'a été identifée. Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. ENGIE a provisionné 19,2 millions d'euros pour les risques afférents aux litiges liés à l'environnement. En 2018, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à plus de 411 millions d'euros.

En 2017, des riverains ont intenté une action devant le tribunal environnemental de Valdivia, pour un potentiel dommage environnemental résultant du développement d'algues, pendant l'été, dans le bassin de rétention de la centrale hydroélectrique de Laja (Chili). Aucune notification n'a été encore reçue par Engie. Le Groupe a mis en place des traitements pour contenir la croissance de ces algues.

Intitulé des indicateurs	Données 2018	Données 2017	Données 2016
Plaintes liées à l'environnement	24	13	24
Condamnations liées à l'environnement	0	1	2
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	0	0	4,5
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	411 680	396 819	644 415

(1) Un plan d'action ciblé doit combiner et détailler tous les mesures prises en vue de préserver ou restaurer la biodiversité localement. Voir la note méthodologique en 3.5.3 pour plus de détails.

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...). Pour les projets plus récents, la réduction de cette nuisance potentielle est directement intégrée dès la conception.

Pour ses projets EnR, 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 pendant certain 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 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 800 millions d'euros en 2018 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.

3.6 Informations sociétales

Le modèle de croissance responsable développé par ENGIE se fonde sur un dialogue professionnel avec l'ensemble des parties prenantes favorisant la co-construction et la création de valeur partagée.

3.6.1 Développement socio-économique dans les territoires

Pour ENGIE, l'adaptation des offres aux attentes de ses clients et leur appropriation mettent l'innovation et les partenariats au cœur de ses actions.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage dans une démarche structurée et participative à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels. ENGIE soutient des petites et moyennes entreprises et des *start-ups* au travers de différents programmes mis en place sur les territoires.

Le Groupe soutient également l'entrepreneuriat social *via* le fonds à impact social et environnemental ENGIE Rassembleurs d'Énergies dont la finalité est de fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et la précarité énergétique.

Fin 2018, 8 ans après sa création, le fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies gère un portefeuille de 17 entreprises actives sur quatre continents : Europe, Afrique, Asie et Amérique latine et dans une vingtaine de pays. Ces entreprises couvrent un large éventail de technologies qui répondent à la problématique de l'accès à l'énergie et de la réduction de la précarité énergétique : l'efficacité énergétique dans les logements sociaux en Europe, l'accès à l'électricité à travers des systèmes solaires individuels ou collectifs et l'accès à des solutions de cuisson propres dans les pays émergents. Les entreprises du portefeuille ont électrifié à ce jour plus de 3,3 millions de bénéficiaires et emploient plus de 2 300 personnes dans le monde. 20 000 salariés ont investi dans le Fonds ENGIE Rassembleurs d'Energies. ENGIE Rassembleurs d'Énergies a ainsi investi en fonds propres 25 millions d'euros dont 4.9 millions d'euros pour la seule année 2018. Le fonds ENGIE Rassembleurs d'Energies a été évalué en 2018 par BLab et a obtenu la certifcation BCort.

3.6.2 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 a démarré l'accompagnement de ses entités opérationnelles dans l'approfondissement et la structuration de leurs pratiques depuis la mise en place de stratégies de dialogue jusqu'à leur déploiement opérationnel. L'accompagnement repose sur une méthodologie Groupe qui s'adapte aux spécificités stratégiques, techniques et géographiques des activités opérationnelles. Elle est basée sur des standards internationaux tels que l'ISO 26000, AA1000 ou l'IFC et consiste d'une part en la sensibilisation/formation des managers et des collaborateurs au dialogue avec les parties prenantes et d'autre part en un appui technique à la réalisation/structuration de plans d'actions adaptés aux enjeux des territoires croisés aux attentes des parties prenantes. L'objectif est d'optimiser la performance et d'augmenter la création de valeur en améliorant/intégrant l'engagement avec les parties intéressées dans tout le cycle des activités.

Le Groupe s'est par ailleurs fixé comme objectif que 100% de ses activités industrielles soient couvertes d'ici 2020 par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation visant à prévenir les conflits et à renforcer la pérennité de ses activités. Sur les 182 activités industrielles (sites ou regroupements de sites) du Groupe recensées fin 2018 devant faire l'objet d'un tel mécanisme, 53% l'avaient mis en place à fin 2018.

Gage de pérennité pour l'entreprise et créatrice de valeur partagée, cette culture d'écoute et de dialogue se prolonge par des partenariats durables sur des problématiques sociales et environnementales.

Au niveau international, ENGIE est membre du Pacte Mondial des Nations Unies dans la catégorie *Global Compact Advanced*.

Le Groupe pérennise ses partenariats avec le GRET (Groupe de Recherche et d'Échanges Technologiques) et avec Emmaüs France dans le cadre de sa contribution à l'accès à l'énergie et de son engagement pour la lutte contre la précarité énergétique ainsi qu'avec la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement) dans l'accompagnement du dialogue entreprise/ONG autour de ses projets industriels.

3.6.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité

Dans toutes les zones géographiques dans lesquelles ENGIE est présent, des actions de mécénat sociétal, de solidarité et de lutte contre la précarité sont mises en place par la Fondation d'entreprise ENGIE ou par les entités du Groupe, en lien notamment avec les autorités locales, les associations locales, les ONG internes ou les directions fonctionnelles du Groupe.

ENGIE, notamment dans le cadre de sa fondation, a lancé de nombreuses initiatives de solidarité et de lutte contre la précarité.

ENGIE a poursuivi en 2018 son soutien aux Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) à hauteur de 6 millions d'euros, conformément aux engagements du Contrat de service public. En 2018, environ 80 000 clients particuliers ENGIE ont bénéficié de ces aides accordées par les Conseils Départementaux.

Depuis 2011, le Groupe est engagé aux côtés des pouvoirs publics dans le programme national «Habiter Mieux». Dans le cadre de la nouvelle convention signée en décembre 2014, ENGIE poursuit son engagement dans le programme et a versé 53 millions d'euros sur la période 2014-2017, pour un objectif de rénovation de 185 000 logements.

ENGIE a créé un réseau de partenaires de médiation avec plus de 200 points d'accueil répartis sur le territoire à fin 2018. 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.

Les correspondants solidarité-énergie ENGIE animent les relations avec les communes, départements et associations et 100 conseillers solidarité ENGIE sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux. En 2018, ces conseillers ont traité environ 300 000 demandes issues des services sociaux.

Le programme ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure Gaz), porté par GRDF et qui informe et sensibilise les clients démunis à la sécurité de leurs installations intérieures de gaz naturel et aux économies d'énergie, a concerné, en 2018, dans une vingtaine de villes françaises, près de 16 200 foyers, parmi lesquels plus de 1 300 se sont vu remettre gratuitement un flexible de raccordement de la gazinière sécurisé et sans date limite d'utilisation.

Depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, 334 000 familles dans plus d'une centaine de villes ont ainsi été informées et plus de 52 000 flexibles installés.

Dans le cadre d'ENGIE *Volunteers Program*, ENGIE appuie les ONG internes du Groupe pour des missions permettant l'accès à l'énergie de populations en difficulté.

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 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 durable par nature** : ce document externe et partagé avec les fournisseurs est l'expression de l'implication d'ENGIE, il précise les engagements et les exigences du Groupe dans sa relation avec ses fournisseurs, et notamment :
  - conformité avec les exigences en matière de santé et de sécurité : l'exigence de l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité,
  - responsabilité sociale, éthique, embargo et anti-corruption : l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires,
  - Développement Durable : 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 de la fonction achats dans ses activités. Elle vise à renforcer la ségrégation des tâches entre les acheteurs et les prescripteurs, tout en renforçant leur coopération dans la réalisation des activités de sélection des meilleures offres.

Les exigences de ces deux documents de référence de la fonction Achats ainsi que celles plus générales du Groupe sont reprises dans **les processus opérationnels** afin de permettre leur mise en œuvre, leur contrôle et la remédiation. Les processus opérationnels sont au nombre de 3 : Gérer le panel fournisseur, Gérer les catégories d'achats, Acheter/Approvisionner.

Les autres documents de références du Groupe, intégrés dans les processus sont les suivants : Charte éthique & compliance, Politique RSE, Politique Santé Sécurité, Code de la relation fournisseurs et Politique de due diligence fournisseurs

Par ailleurs, la fonction Achats du Groupe s'est donnée comme objectif de mettre en place d'ici 2020 une démarche RSE pour la gestion de la chaîne d'approvisionnement des entités contrôlées du Groupe.

Cette démarche RSE est :

- **déclinée selon 3 axes :**
  - le respect des délais de paiement des fournisseurs et sous-traitants,
  - l'accompagnement de la politique Santé et Sécurité auprès des sous-traitants,
  - l'intégration dans les processus opérationnels d'une démarche d'amélioration continue de la RSE et la formation des principaux acteurs à cette démarche ;
- **portée dans les processus opérationnels** au travers des étapes clés suivantes selon un mode *Plan-Do-Check-Act* :
  - analyse des risques et opportunités par catégories Achats priorisée par pays. Chaque catégorie d'achats est évaluée selon une méthode commune autour des 7 dimensions de la RSE pondérée du risque pays (Gouvernance, Environnement, Santé & Sécurité, Impact sociétal, Droits de l'Homme, Développement des ressources humaines, Éthique et anti-corruption),
  - plan de mitigation et la définition de critères de qualification et de sélection des fournisseurs résultant de l'analyse ci-dessus. Ces plans et critères étant spécifiques, ils peuvent intégrer des actions de type audits documentaires ou des audits sur site,
  - mise en place des 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 est réalisée périodiquement dans le cadre des «*Business reviews*» et les plans d'amélioration associés revus,
  - enfin, dans une optique d'amélioration continue, l'ensemble des étapes précédentes est intégré dans les processus de contrôle interne et d'audit.
- **mise en œuvre** en priorité sur les fournisseurs préférentiels du Groupe (~250), puis les fournisseurs majeurs de chaque BU du Groupe.

Le déploiement de cette ambition globale est réalisé *via* un programme de formation continue et progressif initié depuis 2013 au sein de la fonction Achats et au cœur des *Business Units* portant sur les enjeux du Groupe, sa stratégie, la contribution de la fonction Achats dans la transformation du Groupe, l'éthique dans la relation fournisseurs et tout particulièrement en 2018 lors d'une formation dispensée auprès de 840 acteurs de la fonction Achats, sur les leviers avancés des achats intégrant les exigences des nouvelles lois (Devoir de vigilance et Sapin 2).

Par ailleurs l'ensemble des rendez-vous des managers de la fonction Achats comportent des sessions de sensibilisation aux dimensions de la RSE, ainsi que des rendez-vous organisés auprès des prescripteurs et opérationnels impliqués dans le processus Achats.

Ce plan de formation est un levier de montée en compétence et de transformation de la fonction.

3.8 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

Exercice clos le 31 décembre 2018

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 extra-financière relative à l'exercice clos le 31 décembre 2018 (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 extra-financiers, une présentation des politiques appliquées au regard de ces risques ainsi que les résultats de ces politiques, incluant des indicateurs clés de performance. 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 la société des autres dispositions légales et réglementaires applicables, notamment en matière de devoir de vigilance, de lutte contre la corruption et de fiscalité ;
- 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 sociaux et environnementaux liés à cette activité, et de ses effets quant au respect des droits de l'homme et à la lutte contre la corruption et l'évasion fiscale ainsi que des politiques qui en découlent et de leurs résultats.
- 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 que de respect des droits de l'homme et de lutte contre la corruption et l'évasion fiscale.
- Nous avons vérifié que la Déclaration comprend 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 les principaux risques liés à l'activité de l'ensemble des entités incluses dans le périmètre de consolidation, y compris, lorsque cela s'avère pertinent et proportionné, les risques créés par ses relations d'affaires, ses produits ou ses services ainsi que les politiques, les actions et les résultats, incluant des indicateurs clés de performance.
- Nous avons vérifié, lorsqu'elles sont pertinentes au regard des principaux risques ou des politiques présentés, que la Déclaration présente les informations prévues au II de l'article R. 225-105.
- Nous avons apprécié le processus de sélection et de validation des principaux risques.
- Nous nous sommes enquis de l'existence de procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la société.
- Nous avons apprécié la cohérence des résultats et des indicateurs clés de performance retenus au regard des principaux risques et politiques présentés.
- Nous avons vérifié que la Déclaration comprend une explication claire et motivée des raisons justifiant l'absence de politique concernant un ou plusieurs de ces risques.

- 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 apprécié le processus de collecte mis en place par l'entité visant à l'exhaustivité et à la sincérité des Informations.

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 30 et 91% des données consolidées des indicateurs clés de performance et résultats sélectionnés pour ces tests ;
- Nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (actions et résultats) que nous avons considérées les plus importantes [3] ;
- Nous avons apprécié la cohérence d'ensemble de la Déclaration par rapport à notre connaissance du groupe.

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 dix personnes entre décembre 2018 et mars 2019.

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 quinzaine 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.

Commentaires

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 Déclaration et sa note méthodologique, les taux de restitution consolidés des indicateurs sociaux relatifs à la formation, l'absentéisme et la rémunération des zones Amérique du Nord et Asie-Afrique n'intègrent pas les données des entités récemment acquises par le Groupe.

Paris-La Défense, le 8 mars 2019

L'un des commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa
Associé

Olivier Broissand
Associé

(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, Répartition des heures de formation par thème, Nombre d'heures de formation par personne formée, Jours d'absence par personne, Nombre d'accidents mortels (collaborateurs), Taux de fréquence, Taux de gravité (selon le référentiel français), Taux de gravité (selon le référentiel OIT), Nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles, Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays (par pays).*
Informations environnementales : *Indicateurs (informations quantitatives) : Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS), Renouvelable – 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.*

(2) ***Informations sociales et santé sécurité :*** *BU France BtoB : INEO, Axima Concept ; BU Benelux: Electrabel - activités nucléaires, Cofely Fabricom (Belgique) ; BU Amérique du Nord : Engie Insight Services, Engie North America ; BU Amérique Latine : Engie Mexico ; BU Brésil : Engie Brasil Energia ; BU GRTgaz : GRTgaz ; BU GRDF : GRDF ; BU Tractebel Engineering : Tractebel Engineering (Belgique).*
Informations environnementales : *BU Amérique Latine : Tocopilla (unités 12 à 15) et Central Termoeléctrica Andina (ENGIE Energia Chile), Chilca (ENGIE Energia Peru), Tractebel Energía De Monterrey ; BU Amérique du Nord : Colorado Energy Nations Company ; BU Benelux : Tihange (Electrabel) ; BU Brésil : Jorge Lacerda, Itá Energética, Salto Osório, Salto Santiago (Engie Brasil Energia), BU Generation Europe : Biomasseheizkraftwerk Zolling, Coo-Trois-Ponts (Electrabel), Dunkerque DK6 (Engie Thermique France), Eems, Maasvlakte et Maxima (Engie Energie Nederland), Herdersbrug (Electrabel), Leini (ENGIE Produzione), GDF SUEZ Kraftwerk Wilhelmshaven ; BU GRTgaz : GRTgaz ; BU Storengy : stockage de Chémery (Storengy France).*

(3) ***Achats, sous-traitance et fournisseurs ;*** *Des politiques de développement ciblées ; La transversalité et l'innovation RH au service de la performance du Groupe ; Le dispositif de management santé-sécurité ; Le renforcement de la culture santé-sécurité ; Le programme éthique et compliance ; Le changement climatique; La gestion de la biodiversité ; Les déchets.*

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

A la suite de la demande qui nous a été faite et en notre qualité de Commissaires aux Comptes d'ENGIE, 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 de référence (ci-après « les Données [1] ») établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Responsabilité de la société

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE, conformément aux référentiels utilisés par la société (ci-après les « Référentiels ») pour le reporting des données sociales et environnementales, dont un résumé figure dans le document de référence dans la partie « Eléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2018 » et « Note de méthodologie des indicateurs sociaux », disponibles sur demande au siège de la société 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 de référence.

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 des Référentiels au regard de leur pertinence, leur exhaustivité, leur fiabilité, leur neutralité et leur caractère compréhensible, en prenant en considération, le cas échéant, les bonnes pratiques du secteur ;
- 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 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 zone géographique ; Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - Répartition par type de contrat; Effectif féminin ; Proportion de femmes dans l'effectif ; Proportion de femmes dans l'encadrement ; Pourcentage d'effectif formé ; Taux de fréquence.*
Informations environnementales : *Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS ; Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001 (non EMAS) ; 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 ; Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie*

(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 48 % des effectifs et entre 21 % et 78 % des informations environnementales.

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 de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Fait à Paris-La Défense le 8 mars 2019

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés		**ERNST & YOUNG et Autres**	
Patrick E. Suissa	Olivier Broissand	Charles-Emmanuel Chosson	Stéphane Pédron
Associé	Associé	Associé	Associé

3

(1) ***Informations sociales et santé sécurité*** *: BU Amérique Latine : Engie Mexico ; BU Brésil : Engie Brasil Energia ; BU Amérique du Nord : Engie Insight Services, Engie North America ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : Engie Deutschland AG (corporate), Engie Gebäudetechnik GmbH, Engie Deutschland GmbH ; BU Benelux : Electrabel - activités nucléaires, Cofely Fabricom (Belgique) ; BU France BtoB : INEO, Axima Concept, Cofely Services (Engie Energie Services) ; BU France BtoC : Engie Home Services ; BU France Renouvelables : Engie Green France ; BU Royaume-Uni : Keepmoat Regeneration, Engie Services (Ltd) ; BU GRTgaz : GRTgaz ; BU GRDF : GRDF ; BU Global Energy Management : Engie Global Markets France ; BU Tractebel Engineering : Tractebel Engineering (Belgique).*
Informations environnementales *: BU Amérique Latine : Tocopilla (unités 12 à 15) et Central Termoeléctrica Andina (Engie Energia Chile), Chilca (Engie Energia Peru), Tractebel Energía De Monterrey ; BU Amérique du Nord : Colorado Energy Nations Company ; BU Benelux : Tihange (Electrabel) ; BU Brésil : Jorge Lacerda, Itá Energética, Salto Osório, Salto Santiago (Engie Brasil Energia) ; BU Generation Europe : Biomasseheizkraftwerk Zolling, Coo-Trois-Ponts (Electrabel), Dunkerque DK6 (Engie Thermique France), Eems, Maasvlakte et Maxima (Engie Energie Nederland), Herdersbrug (Electrabel), Leini (Engie Produzione) ; GDF SUEZ Kraftwerk Wilhelmshaven ; BU GRTgaz : GRTgaz ; BU Storengy : stockage de Chémery (Storengy France) ; BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : Baymina Enerji, National Power Enerji ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : Cofely Espana, Martorell, Sant Joan, Kosurkuntza, Districlima et Districlima Zaragoza, Engie Zielona Energia ; BU Royaume-Uni : Keepmoat Regeneration, Ffestiniog ; BU France BtoB: Territoire Ouest-Sud - Filiales PDE ; BU France Réseaux : Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU), Société Monégasque d'Assainissement (SMA) ; BU France Renouvelables : Engie Green France, Société Hydro-électrique du Midi (SHEM).*

3 Déclaration de performance extra-financière et informations RSE

4

Gouvernance

4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise 110

4.1.1 Organes d'administration 110

4.1.2 Assemblée Générale du 17 mai 2019 - Composition du Conseil d'Administration 140

4.1.3 Direction Générale 140

4.1.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction 141

4.1.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise 161

4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise 164

4.1.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 165

4.2 Éthique, Compliance et Privacy 167

4.2.1 Organisation et structure 167

4.2.2 Évaluation des risques 167

4.2.3 Textes de référence 167

4.2.4 Signalement et reporting des incidents éthiques 168

4.2.5 Formations et sensibilisations 168

4.2.6 Contrôles et certifications 168

4.3 Plan de vigilance 169

4.3.1 Identification et gestion des risques d'atteintes graves aux personnes et à l'environnement 169

4.3.2 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements 171

4.3.3 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan 171

4.1 Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise

Les informations présentées dans cette section 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 au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et au Comité d'Audit pour les parties relevant de leurs domaines d'activité, puis approuvé par le Conseil dans sa séance du 27 février 2019 [1].

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 4.1.4 «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.

4.1.1 Organes d'administration

4.1.1.1 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. 225-23 et L. 225-27 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 comme décrit en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

L'Assemblée Générale du 18 mai 2018 a élu, en qualité d'Administrateurs, Jean-Pierre Clamadieu (en remplacement de Gérard Mestrallet, démissionnaire) et Ross McInnes (en remplacement de Stéphane Pallez, démissionnaire). A l'issue des élections sociales, les mandats d'Alain Beullier et de Philippe Lepage, Administrateurs représentant les salariés, ont été renouvelés. Au cours des mêmes élections, Christophe Agogué a été désigné, à compter du 18 mai 2018, comme Administrateur représentant les salariés en remplacement d'Olivier Marquer.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 18 membres, dont :

- 11 Administrateurs élus par l'Assemblée Générale des actionnaires conformément aux dispositions du Code de commerce sur les sociétés anonymes ;
- 3 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 ;
- 3 Administrateurs élus représentant les salariés conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce et ;
- 1 Administrateur représentant les salariés actionnaires conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du Code de commerce, élu par l'Assemblée Générale des actionnaires.

Le mandat de l'Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté, en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014, est actuellement vacant, suite à la démission de Lucie Muniesa le 30 octobre 2018.

Le Conseil d'Administration comprend neuf Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.1.1 «Profils expérience et expertise des Administrateurs en exercice», et 4.1.1.1.5 «Indépendance des Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 64% [2], 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.

4.1.1.1.1 Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice

Le Conseil d'Administration comprend sept femmes Administrateurs sur 18 [2]. La loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 a instauré un principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des Conseils d'Administration. Pour l'appréciation de la proportion de femmes et d'hommes au sein des Conseils d'Administration, la loi prévoit que les Administrateurs représentant les salariés 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 15 Administrateurs dont sept sont des femmes, soit 46% de femmes.

ENGIE veille également à la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 18 [2] Administrateurs, cinq nationalités étrangères sont représentées (allemande, australienne britannique, canadienne et suisse).

(1) Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 17 mai 2019 sont présentées en Section 4.1.2 «Assemblée Générale du 17 mai 2019 - Composition du Conseil d'Administration».

(2) Compte tenu de la démission le 30 octobre 2018 du Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'État, dont au 27 février 2019 le remplacement est en cours, les calculs dans cette section sont faits sur la base d'un Conseil composé de 18 membres.

PRÉSENTATION SYNTHÉTIQUE DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Prénom et nom	Âge	Sexe (1)	Nationalité	Nombre d'actions ENGIE détenues	Nb de mandats dans d'autres sociétés cotées	Adminis-trateur indé-pendant	Date initiale de nomination	Echéance du mandat	Ancienneté au Conseil (2)	Participation à des comités du Conseil (3)
Jean-Pierre Clamadieu	60	H	Française	10 000 (4)	2 (5)	✓	18/05/2018	2022	0	CNRG (6), CSIT (6)
Isabelle Kocher	52	F	Française	42 485	1		12/11/2014	2020	4	CNRG (6), CSIT (6)
Ann-Kristin Achleitner	52	F	Allemande	50	4	✓	19/09/2012	2019	6	Présidente du CEEDD
Edmond Alphandéry	75	H	Française	2 923	0	✓	16/07/2008	2019	10	Président du CSIT, Comité d'Audit
Fabrice Brégier	57	H	Française	50	1	✓	03/05/2016	2020	2	CNRG
Aldo Cardoso	62	H	Française	1 038	3		20/11/2004	2019	14	Comité d'Audit, CSIT
Barbara Kux	65	F	Suisse	50	2	✓	28/04/2015	2019	3	CEEDD
Françoise Malrieu	73	F	Française	1 419	0	✓	02/05/2011	2019	7	Présidente du CNRG, Comité d'Audit, CEEDD
Ross McInnes	64	H	Française Australienne	500	3	✓	18/05/2018	2022	0	Comité d'Audit
Marie-José Nadeau	65	F	Canadienne	50	1	✓	28/04/2015	2019	3	Présidente du Comité d'Audit, CSIT
Lord Ricketts of Shortlands	66	H	Britannique	250	0	✓	03/05/2016 (7)	2020	2	CNRG
Patrice Durand	65	H	Française	750	0		14/12/2016	2019	2	CSIT
Catherine Guillouard	54	F	Française	0	2		28/04/2015	2019	3	CSIT
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	50	F	Française	0	2		28/04/2015	2019	3	CEEDD
Christophe Agogué	57	H	Française	125	0	NA (8)	18/05/2018	2022	0	CEEDD
Alain Beullier	54	H	Française	51	0	NA (8)	21/01/2009	2022	10	CNRG
Philippe Lepage	54	H	Française	287	0	NA (8)	28/04/2014	2022	4	CSIT
Christophe Aubert	54	H	Française	60	0	NA (8)	12/05/2017	2021	1	Comité d'Audit

(1) Femme (F), Homme (H)
(2) En années échues
(3) CSIT : Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies
CNRG : Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance
CEEDD : Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Developpement Durable
(4) Porté à 30.000 actions suite à l'acquisition de 20.000 actions ENGIE intervenue le 1er mars 2019
(5) Au 2 mars 2019
(6) Assiste au Comité sans en être membre
(7) Avec prise d'effet au 1er août 2016
(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 4.1.1.1.3 ci-dessous

CHANGEMENTS INTERVENUS DANS LA COMPOSITION DU CONSEIL D'ADMINISTRATION ET DES COMITÉS EN 2018

	Départ	Nomination	Renouvellement
Conseil d'Administration	Gérard Mestrallet (18/05/18)	Jean-Pierre Clamadieu (18/05/18)	Alain Beullier (18/05/18)
	Stéphane Pallez (18/05/18)	Ross McInnes (18/05/18)	Philippe Lepage (18/05/18)
	Olivier Marquer (18/05/18)	Christophe Agogué (18/05/18)	
	Lucie Muniesa (30/10/18)		
Comité d'Audit	Lucie Muniesa (30/10/18)	Ross McInnes (18/05/18)	
CSIT	Lucie Muniesa (30/10/18)		Philippe Lepage (18/05/18)
CNRG	Lucie Muniesa (30/10/18)		Alain Beullier (18/05/18)
CEEDD	Olivier Marquer (18/05/18)	Christophe Agogué (18/05/18)	

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale (11)



Âge et nationalité
60 ans
Nationalité française

Première nomination
18/05/2018

Échéance du mandat
2022

Actions détenues
10 000 actions [4]
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE
1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie

JEAN-PIERRE CLAMADIEU

Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

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.

Participation à des comités du Conseil

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société [1]

Administrateur de sociétés

Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Président du Conseil d'Administration d'ENGIE

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président du Comité Exécutif et CEO de Solvay (Belgique) [2] [3]

Président du Conseil d'Administration de l'Opéra national de Paris

Administrateur d'AXA [3], d'Airbus [3] et de France Industrie

Vice-Chairman du Comité Exécutif du World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) (Suisse)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur de Faurecia et de la SNCF

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

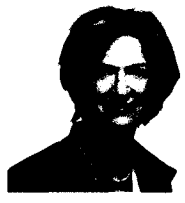
Président du Conseil des chefs d'entreprise France-Brésil de Medef International

(1) A compter du 2 mars 2019

(2) Jusqu'au 1er mars 2019

(3) Société cotée

(4) Porté à 30.000 actions suite à l'acquisition de 20.000 actions ENGIE le 1er mars 2019



Âge et nationalité
52 ans
Nationalité française

Première nomination
12/11/2014

Échéance du mandat
2020

Actions détenues
42 485 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE
1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie

ISABELLE KOCHER

Directeur Général d'ENGIE

Isabelle Kocher est diplômée de l'École Normale Supérieure. Elle est également ingénieur du Corps des mines et titulaire d'une agrégation de physique. De 1997 à 1999, elle est en charge du budget des télécommunications et de la défense au ministère de l'Économie. De 1999 à 2002, elle est conseillère pour les affaires industrielles au Cabinet du Premier ministre (Lionel Jospin). En 2002, elle rejoint le Groupe SUEZ, qui deviendra ENGIE, où elle occupe pendant douze ans divers postes fonctionnels et opérationnels : de 2002 à 2005, au département Stratégie et Développement ; de 2005 à 2007, Directeur de la Performance et de l'Organisation ; de 2007 à 2011, Isabelle Kocher est Directeur Général Délégué de Lyonnaise des Eaux puis Directeur Général. De 2011 à 2014, elle est Directeur Général Adjoint en charge des Finances du groupe ENGIE. Le 12 novembre 2014, elle devient Administrateur, Directeur Général Délégué en charge des Opérations du Groupe. Le 3 mai 2016, elle est nommée Directeur Général d'ENGIE.

Participation à des comités du Conseil

Assiste sans être membre au Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Assiste sans être membre au Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Directeur Général d'ENGIE

Présidente d'Electrabel (Belgique) (1)

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administrateur de SUEZ (2)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur d'Axa (2) et d'ENGIE E.S (1)

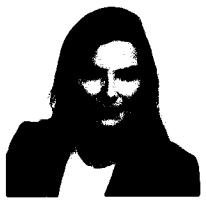
Directeur Général Délégué d'ENGIE

Vice-Présidente d'Electrabel (Belgique) (1)

Administrateur d'International Power (Royaume-Uni) (1)

(1) Groupe ENGIE

(2) Société cotée



Âge et nationalité
52 ans
Nationalité allemande

Première nomination
19/09/2012

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
50 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
Residenzstrasse 27
80333 Munich (Allemagne)

ANN-KRISTIN ACHLEITNER

Docteur en administration des affaires, Docteur en droit et titulaire d'une habilitation à diriger des recherches de l'Université de St. Gall (HSG – Suisse), Ann-Kristin Achleitner a exercé successivement les fonctions de consultant auprès de MS Management Service AG à St. Gall (1991-1992), puis de Maître de conférence en finance et audit externe à l'Université de St. Gall (1992-1994). Depuis 1994, elle est enseignante en administration des affaires (finance et comptabilité) à l'Université de St. Gall. En 1994, elle devient consultante au sein de McKinsey & Company Inc à Francfort (Allemagne), puis en 1995 elle est titulaire de la chaire en banque et en finance et Présidente du Conseil de l'Institut für Finanzmanagement, European Business School à l'International University Schloss Reichartshausen à Oestrich-Winkel (Allemagne). Depuis 2001, elle est titulaire de la chaire en finance d'entreprise à l'Université technique de Munich où elle devient en 2003 Co-Directeur scientifique du Centre d'étude sur l'entreprise et la finance. En 2009, elle était également Professeur associé en finance d'entreprise à l'Université de St. Gall.

Participation à des comités du Conseil

Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Professeur d'université

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre du Conseil de Surveillance de Linde AG (1), Linde plc (1), Deutsche Börse AG (1) et MunichRe (1) (Allemagne), du Conseil consultatif international d'Investcorp et du Comité exécutif, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech)

Membre du Conseil d'Administration de Johannes B. Ortner-Stiftung (Allemagne)

Conseil économique de l'Ambassade de France à Berlin (Allemagne)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Membre de la Commission Gouvernementale sur le Code allemand de gouvernement d'entreprise

Membre du Conseil de Helmholtz-Validierungsfonds, de la Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren et de Fraunhofer Gesellschaft

Membre du Conseil de Surveillance de Metro AG (1) (Allemagne)

Membre du Comité Consultatif du Social Entrepreuneurship Akademie (SEA)

Membre du Comité Financement des Entreprises sociales au sein de KfW-Bankengruppe pour le compte du ministère fédéral allemand de la famille, des personnes âgées, des femmes et de la jeunesse (BMFSFJ)

(1) Société cotée



Âge et nationalité
75 ans
Nationalité française

Première nomination
16/07/2008

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
2 923 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
Banque Nomura France
7 place d'Iéna
75016 Paris

EDMOND ALPHANDÉRY

Diplômé de l'Institut d'Études Politiques de Paris et Agrégé de sciences économiques, Edmond Alphandéry est Professeur émérite à l'université de Paris II. Maire de Longué-Jumelles et Conseiller général du Maine-et-Loire jusqu'en 2008, il a été ministre de l'Économie de mars 1993 à mai 1995. Il a présidé le Conseil de Surveillance de la CNP de 1988 à 1993 et fut Président d'Électricité de France de 1995 à 1998. De juillet 1998 à juillet 2012, il a assumé à nouveau la Présidence de CNP Assurances. De janvier 2014 à juillet 2016, il a été Président du Centre d'études politiques européennes (CEPS).

Participation à des comités du Conseil

Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité d'Audit

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Membre de conseils consultatifs de diverses sociétés, associations et institutions

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Senior Advisor de la Banque Nomura France

Membre du Conseil d'Administration de la Fondation «Stichting Continuïteit ST» (Pays-Bas)

Membre de l'«Advisory Committee» d'Omnès Capital

Membre de l'«Advisory Board» de Montrose (Royaume-Uni)

Vice-Président du Club of Three

Membre du Conseil consultatif de Quadrille

Président du Comité Stratégique d'InfraLion Capital Management

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Président du Centre des Professions Financières, du Conseil d'Administration de CNP Assurances [1], et de CNP International

Président du CEPS (Center for European Policy Studies) (Belgique)

Administrateur de Neovacs

Administrateur de Caixa Seguros (Brésil) et de CNP Vita (Italie)

Censeur de Crédit Agricole CIB

Membre de l'«Advisory Board» de A.T. Kearney France

(1) Société cotée



Âge et nationalité
57 ans
Nationalité française

Première nomination
03/05/2016

Échéance du mandat
2020

Actions détenues
50 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE
1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie

FABRICE BRÉGIER

Ancien élève de l'École Polytechnique, Ingénieur en chef au 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 fut Président et CEO d'Airbus. En septembre 2018, il devient Président de Palantir Technologies France, société leader du *Big Data*.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Président de Palantir Technologies France

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président de Palantir Technologies France

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

(1) Société cotée



Âge et nationalité
62 ans
Nationalité française

Première nomination
20/11/2004

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
1 038 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE
1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie

ALDO CARDOSO

Diplômé de l'École Supérieure de Commerce de Paris et titulaire d'une maîtrise de droit des affaires et du diplôme d'expertise comptable, Aldo Cardoso a exercé, de 1979 à 2003, plusieurs fonctions successives chez Arthur Andersen : consultant, associé (1989), Président France (1994), membre du Conseil d'Administration d'Andersen Worldwide (1998), Président du Conseil d'Administration (non exécutif) d'Andersen Worldwide (2000) et Directeur Général d'Andersen Worldwide (2002-2003). Depuis 2003, il est Administrateur de sociétés françaises et étrangères.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Président du Conseil d'Administration de la Société Monégasque de l'Electricité et du Gaz [1]

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président du Conseil d'Administration de Bureau Veritas [2], Administrateur d'Imerys [2], Worldline [2], DWS [2] (Allemagne)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur d'Accor [2], Gecina [2], Rhodia [2] et GE Corporate Finance Bank SAS

Administrateur de Mobistar [2] (Belgique)

Censeur d'Axa Investment Managers

(1) Groupe ENGIE
(2) Société cotée



Âge et nationalité
65 ans
Nationalité suisse

Première nomination
28/04/2015

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
50 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE
1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie

BARBARA KUX

Diplômée d'un MBA avec mention de l'INSEAD de Fontainebleau, Barbara Kux a rejoint McKinsey & Company comme consultante en Management en 1984 où elle a été responsable de missions stratégiques pour des groupes mondiaux. Après avoir été responsable du développement des marchés émergents chez ABB puis chez Nestlé entre 1989 et 1999, elle a été Directeur de Ford Motor Company en Europe de 1999 à 2003. Mme Kux devient, en 2003, membre du Comité de direction du groupe Philips en charge, à partir de 2005, du développement durable. De 2008 à 2013, elle a été membre du Directoire de Siemens AG, responsable du développement durable et en charge de la chaîne d'approvisionnement. Depuis 2013, elle est Administrateur de diverses sociétés internationales de rang mondial et est également membre de l'Advisory Board de l'INSEAD où elle enseigne comme «Director for Corporate Governance» la gouvernance d'entreprise. En 2016, elle est nommée par la Commission européenne comme membre d'un groupe d'experts de haut niveau afin d'élaborer un plan pour la décarbonisation en Europe.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Vice-Président de Firmenich (Suisse)

Administrateur de Pargesa Holding [1] (Suisse)

Membre du Conseil de Surveillance de Henkel AG & Co KGaA [1] (Allemagne)

Membre du High Level Panel de la Commission européenne pour la décarbonisation de l'Europe

Membre de l'Advisory Board de l'INSEAD

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur de Umicore [1] (Belgique) et Total [1]

(1) Société cotée



Âge et nationalité
73 ans
Nationalité française

Première nomination
02/05/2011

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
1 419 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
19 avenue Léopold II
75016 Paris

FRANÇOISE MALRIEU

Françoise Malrieu est une experte de la finance et de la gouvernance. Diplômée des Hautes Etudes 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.

Participation à des comités du Conseil

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Membre du Comité d'Audit

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administrateur de La Poste, de Lazard Frères Banque et de l'Institut Français des Administrateurs

Vice-Présidente de French Impact

Administrateur de l'entreprise d'insertion Arès et Présidente de sa structure Ares Coop

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur d'Aéroports de Paris [1]

Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française - SFEF

Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies

Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA

(1) Société cotée



Âge et nationalité
64 ans
Nationalité française et australienne

Première nomination
18/05/2018

Échéance du mandat
2022

Actions détenues
500 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
SAFRAN
2 bd du Général Martial Valin
CS 51618
75015 Paris

ROSS McINNES

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. Fin 2016, il rejoint le Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise sur proposition de l'AFEP et du MEDEF. 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 depuis achevée. Depuis janvier 2018, Ross McInnes est nommé *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 et de Lectra (depuis janvier 2018).

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité d'Audit (depuis le 18 mai 2018)

Principales activités exercées hors de la Société

Président du Conseil d'Administration de Safran [1]

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Président du Conseil d'Administration de Safran [1]

Administrateur de Lectra [1] et d'Eutelsat Communications [1]

Co-Président du Comité «Action Publique 2022»

Membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise

Représentant spécial pour les relations économiques avec l'Australie

Personne qualifiée de SICOM, associé commandité de VIVESCIA Industries

Trustee et *Director* de la Fondation IFRS

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur de Faurecia [1], d'IMI Plc [1] (Grande-Bretagne), de Global Motors Inc (USA), de Limoni Spa (Italie) et de Société Financière du Planier

Représentant permanent au Conseil d'Administration de Santé SA (Luxembourg) et de Générale de Santé.

Au sein du groupe Safran [1] : Directeur Général Délégué de Safran, Administrateur de Safran USA, Inc. (États-Unis), Safran Nacelles, Safran Helicopter Engines, Safran Landing Systems, Safran Identity et Security, Safran Aircraft Engines, Safran Electronics & Defense, Vallaroche Conseil et Représentant permanent au Conseil d'Administration d'Etablissements Vallaroche et de Soreval

(1) Société cotée



Âge et nationalité
65 ans
Nationalité canadienne

Première nomination
28/04/2015

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
50 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
1515 avenue Dr.Penfield, suite 1001
Montréal (Québec)
H3G 2R8 (Canada)

MARIE-JOSÉ NADEAU

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. Avocate de formation et titulaire d'une maîtrise en droit de l'Université d'Ottawa, elle a exercé les fonctions de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives au sein de la société Hydro-Québec (Canada) pendant 22 ans. Administrateur chevronné, elle est Vice-Présidente du Advisory Council du Electric Power Research Institute (États-Unis), Vice-présidente du Conseil et du Comité Exécutif de l'Orchestre symphonique de Montréal, administrateur de Metro Inc., un des principaux détaillants canadiens de commerce de détail, et administrateur de Trans Mountain Corporation, une société qui exploite et développe un réseau de pipelines dans l'Ouest canadien. En 2009, le Barreau du Québec lui a remis la distinction Advocatus Emeritus en reconnaissance de sa contribution exceptionnelle 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.

Participation à des comités du Conseil

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Présidente du Comité d'Audit

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administrateur de Metro Inc. (1) et de Trans Mountain Corporation (Canada)

Vice-Présidente du Conseil et Administrateur de l'Orchestre Symphonique de Montréal (Canada)

Vice-Présidente de l'Advisory Council d'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)

Vice-Présidente du Conseil de l'Université Concordia (Canada)

Administrateur de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)

(1) Société cotée



Âge et nationalité
66 ans
Nationalité britannique

Première nomination
03/05/2016

Échéance du mandat
2020

Actions détenues
250 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
15 Queensmead Road
Bromley
Kent - BR2 0ER
(Royaume-Uni)

LORD RICKETTS OF SHORTLANDS

Diplômé de l'Université d'Oxford et Master of Arts (MA) 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.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Principales activités exercées hors de la Société

Membre de la House of Lords, Londres (Royaume-Uni)

Conseiller stratégique de Lockheed Martin (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 du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat (3)

Administrateur du secteur privé



Âge et nationalité
65 ans
Nationalité française

Première nomination
14/12/2016

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
750 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
22 avenue Théophile Gautier
75016 Paris

PATRICE DURAND

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.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Administrateur de sociétés

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Administrateur de Ingenico Holding Asie (Hong-Kong) et Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd (Chine)

Membre du Conseil de surveillance de Global Collect Services BV (Pays-Bas)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Président de la Sogeade

Administrateur de Sogepa, Ingenico do Brasil Ltda (Brésil), Ingenico Holdings Asia II Limited (Hong-Kong), Ingenico Mexico, SA de C.V (Mexique), Ingenico Corp, Ingenico Inc (Latin America), Ingenico Inc. (États-Unis)

Membre du Conseil de surveillance de GCS Holding BV (Pays-Bas)

Censeur de Nanjing ZTE-Ingenico Network Technology CO. Ltd (Chine)

Chief Finance and Operations Officer Ingenico [1]

(1) Société cotée

Administrateur du secteur public



Âge et nationalité
54 ans
Nationalité française

Première nomination
28/04/2015

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
0 action
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
RATP
54 quai de la Rapée
75599 Paris Cedex 12

CATHERINE GUILLOUARD

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Catherine Guillouard est également titulaire d'un DESS en droit communautaire. Elle a débuté sa carrière en 1993, à la Direction du Trésor au ministère de l'Économie et des Finances au sein du bureau Afrique – zone Franc, puis au sein du Bureau des affaires bancaires. Elle occupe ensuite diverses fonctions au sein d'Air France, notamment en tant que Directeur Adjoint du contrôle de gestion, Directeur Délégué aux opérations aériennes, Délégué Général ressources humaines et changement, puis, entre 2005 et septembre 2007, en tant que Directeur des Affaires Financières. En septembre 2007, elle devient Directeur Financier et membre du Comité Exécutif d'Eutelsat. En avril 2013, elle devient Directeur Finances, Contrôle et Juridique Groupe de Rexel, dont elle devient Directeur Général Délégué en mai 2014 jusqu'en février 2017. Elle a été nommée Présidente-Directrice Générale de la RATP par décret du Président de la République le 2 août 2017.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Principales activités exercées hors de la Société

Présidente-Directrice Générale de la RATP

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Présidente-Directrice Générale de la RATP

Administrateur d'Airbus (1)

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Administrateur de Technicolor (1) et d'Aéroports de Paris (1)

Directeur Général Délégué de Rexel (1)

(1) Société cotée

Administrateur du secteur privé



Âge et nationalité
50 ans
Nationalité française

Première nomination
28/04/2015

Échéance du mandat
2019

Actions détenues
0 action
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ORANGE
Orange Gardens
44 avenue de la République
92320 Châtillon

MARI-NOËLLE JÉGO-LAVEISSIÈRE

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 et Global Innovation.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Principales activités exercées hors de la Société

Directrice Générale Adjointe du groupe Orange, en charge de l'entité Technology et Global Innovation

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Directrice Générale Adjointe du groupe Orange [1], en charge de l'entité Technology et Global Innovation (depuis le 2 mai 2018)

Administrateur de Valéo [1] et des sociétés Orange Roumanie (Roumanie), Soft@Home et Viaccess

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Censeur au Conseil de surveillance de Cloudwatt

Membre du Comité de surveillance d'Orange Marine

Administrateur de l'Agence Nationale des Fréquences (ANFR) et de Nordnet

(1) Société cotée

Administrateurs élus représentant les salariés (3)



Âge et nationalité
57 ans
Nationalité française

Première nomination
18/05/2018

Échéance du mandat
2022

Actions détenues
125 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
GRDF
6 rue Condorcet
75009 Paris

CHRISTOPHE AGOGUÉ

Christophe Agogué est diplômé d'HEC avec une spécialisation financière. Il rentre en 1986 à EDF où il est chargé des négociations avec la COGEMA dans le domaine du retraitement du combustible usé. Après un passage en cabinet de direction, il est plus spécialement chargé de la gestion puis membre du directoire de la filiale Nersa en charge du réacteur Superphénix. En 2001, il rejoint Gaz de France où il anime le département en charge des immobilisations, et participe aux opérations de rachat du réseau de transport à l'État et aux premières réflexions sur la régulation des activités d'infrastructure. Ayant rejoint GRDF depuis sa création, il travaille à la construction du tarif ATRD3 et aux consultations tarifaires ATRD4 et 5. Il occupe des fonctions syndicales pour le compte de la CFE-Energies 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'Etablissement.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 18 mai 2018)

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié de GRDF [1] à la Direction Economie Régulation

Auteur d'essais, romans et pièces de théâtre

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération des industries électriques et gazières - CFE-CGC

Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 18 mai 2018)

Membre du Conseil d'Administration de Rassembleurs d'Energies [1]

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

(1) Groupe ENGIE



Âge et nationalité
54 ans
Nationalité française

Première nomination
21/01/2009

Échéance du mandat
2022

Actions détenues
51 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ELENGY
Zone portuaire, BP 35
44550 Montoir-de-Bretagne

Alain Beullier

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. Alain Beullier est titulaire du Certificat d'Administrateur de Sociétés délivré par Sciences Po Executive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2016.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

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 du Groupe

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération chimie énergie - CFDT

Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Néant

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

(1) Groupe ENGIE



Âge et nationalité
54 ans
Nationalité française

Première nomination
28/04/2014

Échéance du mandat
2022

Actions détenues
287 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ELENGY
Zone portuaire, BP 35
44550 Montoir-de-Bretagne

PHILIPPE LEPAGE

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.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

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 d'ENGIE parrainé par la Fédération nationale des syndicats du personnel des industries de l'énergie électrique, nucléaire et gazière - CGT

Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Administrateur représentant les salariés d'Elengy [1]

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre de l'Association Française du Gaz, représentant des salariés pour la CGT à la confédération européenne des Syndicats dans le groupe «participation des travailleurs», membre du bureau du Comité Stratégique de Filière des «Nouveaux Systèmes Energétiques»

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

(1) Groupe ENGIE

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale



CHRISTOPHE AUBERT

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 Cofely 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 Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2019.

Participation à des comités du Conseil

Membre du Comité d'Audit

Principales activités exercées hors de la Société

Salarié d'Engie Energie Services [1], en tant que chef de projet rattaché à la direction commerciale Sud-Ouest, en charge du développement de projets complexes

Mandats en cours

Mandats et fonctions dans les sociétés du Groupe

Administrateur d'ENGIE parrainé par la Fédération Construction Bois - CFDT

Membre du Comité d'Audit

Mandats et fonctions dans les sociétés extérieures au Groupe

Membre du Conseil de Surveillance des FCPE Link France et ORS 2015 France

Gérant de la société MAAC IMMO

Mandats ayant expiré au cours des cinq dernières années

Néant

(1) Groupe ENGIE

Âge et nationalité
54 ans
Nationalité française

Première nomination
12/05/2017

Échéance du mandat
2021

Actions détenues
60 actions
(au 31/12/2018)

Adresse professionnelle
ENGIE COFELY
18 rue Thomas Edison
33610 Canéjan

4.1.1.1.2 Absences de conflit d'intérêt 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 conflits 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 4.1.1.2.1 «Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration») 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 cet égard, le Président a été saisi par M. Edmond Alphandéry au cours de l'exercice d'un risque de conflit d'intérêt potentiel, du fait des fonctions de *senior advisor* qu'exerce M. Edmond Alphandéry pour la Banque Nomura France.

À la connaissance d'ENGIE, à l'exception de M. Edmond Alphandéry, il n'existe pas de conflit d'intérêt potentiels 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 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 ou liquidation, fait l'objet d'une incrimination 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.

4.1.1.1.3 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 Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance lors de sa séance du 5 février 2019, puis par le Conseil d'Administration le 27 février 2019.

Ces instances ont examiné au cas par cas la qualification de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel elles se réfèrent.

Outre Isabelle Kocher, dirigeant mandataire social exécutif, et Aldo Cardoso [1], il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Patrice Durand, Catherine Guillouard et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, 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.225-27 et suivants du Code de commerce ; Christophe Aubert, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du même Code.

Neuf Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir également la Section 4.1.1.1.5 «Profils, expérience et expertise des Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 64% [2], 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.

(1) En raison de l'ancienneté de sa qualité d'Administrateur qui s'élève à 14 ans et de son mandat de Président du Conseil d'Administration de la Société Monégasque de l'Electricité et du gaz (filiale d'ENGIE).

(2) Compte tenu de la démission le 30 octobre 2018 de Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'Etat, dont le remplacement est en cours au 27 février 2019, ce calcul est fait sur la base d'un Conseil composé de 18 membres.

INDÉPENDANCE DES ADMINISTRATEURS AU REGARD DES CRITÈRES D'INDÉPENDANCE ÉNONCÉS AU §8 DU CODE AFEP-MEDEF

	Indépedant (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								
Isabelle Kocher	NI	×							
Ann-Kristin Achleitner	I								
Edmond Aphandéry	I								
Fabrice Brégier	I								
Aldo Cardoso	NI	×					×		
Barbara Kux	I								
Françoise Malrieu	I								
Ross McInnes	I								
Marie-José Nadeau	I								
Lord Ricketts of Shortlands	I								
Patrice Durand	NI								×
Catherine Guillouard	NI								×
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	NI								×
Christophe Agogué	NI	×							
Alain Beuillier	NI	×							
Philippe Lepage	NI	×							
Christophe Aubert	NI	×							

× = *critère d'indépendance non satisfait.*

Critère 1 : Salarié mandataire social au cours des 5 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 5 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.

4.1.1.1.4 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 27 février 2019, conformément aux recommandations du Code Afep-Medef, paragraphe 18 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 [2]	✓
Isabelle Kocher	1	✓
Ann-Kristin Achleitner	4	✓
Edmond Alphandéry	0	✓
Fabrice Brégier	0	✓
Aldo Cardoso	4	✓
Barbara Kux	2	✓
Françoise Malrieu	0	✓
Ross McInnes	3	✓
Marie-José Nadeau	1	✓
Lord Ricketts of Shortlands	0	✓
Patrice Durand	0	✓
Catherine Guillouard	1	✓
Marì-Noëlle Jégo-Laveissière	1	✓
Christophe Agogué	0	✓
Alain Beullier	0	✓
Philippe Lepage	0	✓
Christophe Aubert	0	✓

(1) Selon les critères du Code Afep-Medef
(2) Au 2 mars 2019

4.1.1.1.5 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.

Exercice 2018

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.

C'est en application de cet objectif que le Conseil a proposé à l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018 de nommer Jean-Pierre Clamadieu et Ross McInnes administrateurs dont les éléments de qualification et d'expérience suivants avaient motivé la proposition du Conseil :

« M. Jean-Pierre Clamadieu possède une remarquable expérience de dirigeant d'une entreprise industrielle du CAC 40 implantée à l'échelle mondiale, présente dans près d'une soixantaine de pays. Il pourra notamment apporter sa grande expertise sur les clients industriels globaux qu'ENGIE sert dans le domaine des services énergétiques, un des axes majeurs de notre développement. Il a au cours de sa carrière conduit d'importantes transformations industrielles. Sa connaissance de la Belgique sera également un précieux atout face aux enjeux auxquels sont exposées les activités du Groupe dans ce pays. Par ailleurs, il s'est fortement engagé depuis de nombreuses années sur les enjeux environnementaux et climatiques, notamment au travers de la présidence de la Commission de développement durable du Medef et en tant que membre exécutif du World Business Council for Sustainable Development. Enfin il a une pratique éprouvée de la gouvernance dissociée d'entreprises cotées. L'indépendance et la disponibilité de M. Jean-Pierre Clamadieu ont été explicitées dans le rapport du Conseil d'Administration en page 46 de la brochure de convocation.

Président non-exécutif d'une entreprise du CAC 40, M. Ross McInnes réunit à la fois une compétence financière reconnue et éprouvée, qui sera mise au service d'ENGIE grâce à sa participation à notre Comité d'Audit, et une bonne connaissance des enjeux stratégiques de l'industrie. Il a été pendant 20 ans CFO d'entreprises industrielles et a présidé plusieurs comités d'audit (Faurecia, IMI plc. au Royaume-Uni et actuellement Eutelsat). Il est également un acteur de transformations complexes. Il possède la double nationalité franco-australienne, ce qui lui donne une compréhension des enjeux multiculturels, spécialement dans les environnements anglo-saxons. Il est membre du Haut Comité de Gouvernement d'Entreprise et pourra ainsi apporter son éclairage sur les meilleures pratiques de gouvernance. » (extrait de la brochure de convocation de l'Assemblée Générale des actionnaires du 18 mai 2018, page 19).

La cartographie des compétences rassemblées au sein du Conseil ci-dessous reprend l'ensemble des compétences, expertises et expériences que le Conseil estime devoir rassembler en son sein afin de pouvoir traiter, avec une vision globale et intégrée, l'ensemble des enjeux auxquels il est confronté ainsi que le nombre d'administrateurs disposant au 27 février 2019 des compétences, expertises et expériences ainsi identifiées.

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 27 février 2019, la proportion de femmes est de 46%.

Le Conseil comprend au 27 février 2019 cinq nationalités étrangères.

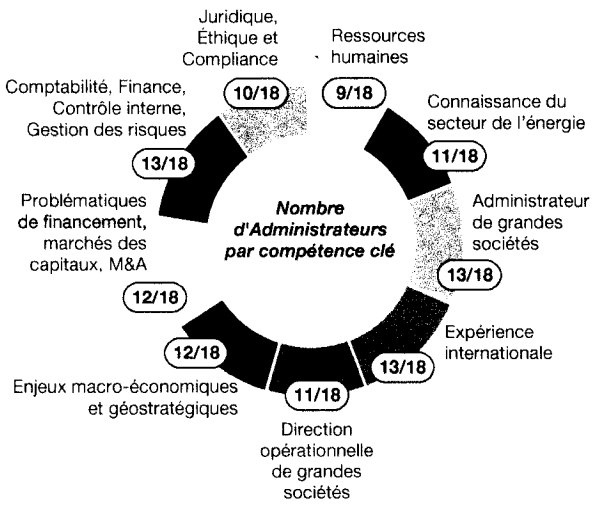
Enfin, s'agissant de l'âge, le Conseil comprend deux administrateurs de plus de 70 ans. L'exigence légale applicable, en l'absence de disposition statutaire spécifique, est donc satisfaite, à savoir que le nombre d'administrateurs ayant dépassé l'âge de 70 ans ne soit pas supérieur au tiers des administrateurs en fonction.

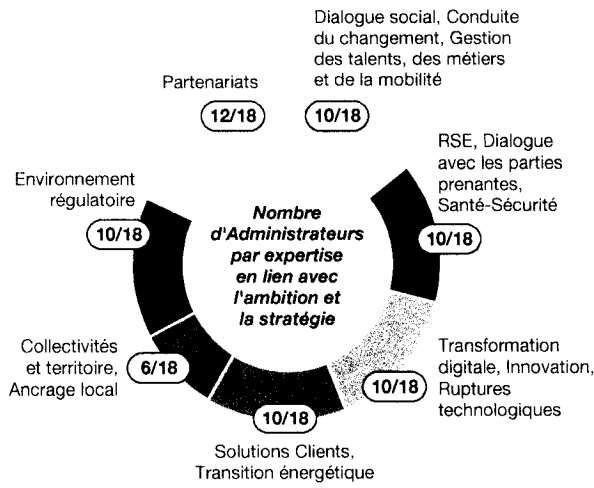
Exercice 2019

Neuf mandats arrivent à expiration lors de la prochaine Assemblée Générale. A cette occasion et tenant compte du souhait exprimé par certains administrateurs de ne pas solliciter un nouveau mandat et de la perte de qualité dindépendant d'autres membres, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et du Président du Conseil, s'est fixé comme priorité la réduction de sa taille. Hérité de la fusion entre Gaz de France et Suez intervenue en 2008, le nombre d'administrateurs du Groupe se situe encore bien au-delà de celui observé dans les sociétés de même importance.

Cette première étape de dimensionnement fera l'objet d'une évaluation à l'issue de l'exercice 2019 et sera, si nécessaire, adaptée en fonction de la mise en œuvre du nouveau plan stratégique. Elle est définie dans le souci de préserver les grands équilibres de la diversité.

Il est rappelé que conformément à l'article 13.1 des statuts, le Conseil comprend trois administrateurs représentant les salariés et un administrateur représentant les salariés actionnaires. Par ailleurs, un nombre de sièges d'administrateurs est réservé à l'Etat en proportion de sa participation au capital conformément aux articles 4 et 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.





4.1.1.2 Fonctionnement du Conseil d'Administration

4.1.1.2.1 Règles de fonctionnement

Attributions du Conseil d'Administration

En vertu des dispositions légales et réglementaires et de l'article 15.1 des statuts de la Société, le Conseil d'Administration détermine les orientations de l'activité de la Société et veille à leur mise en œuvre. Sous réserve des pouvoirs expressément attribués aux assemblées d'actionnaires et dans la limite de l'objet social, il se saisit de toute question intéressant la bonne marche de la Société et règle par ses délibérations les affaires qui la concernent. Il s'attache à promouvoir la création de valeur par l'entreprise à long terme en considérant les enjeux sociaux et environnementaux de ses activités. Le Conseil 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. Le Conseil d'Administration procède aux contrôles et vérifications qu'il juge opportuns.

Outre les questions réservées à la compétence du Conseil par les dispositions législatives et réglementaires applicables, le Directeur Général doit obtenir, en application des dispositions du Règlement Intérieur (article 2.2), l'autorisation préalable du Conseil pour les décisions 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 ;
- toutes opérations d'apports, d'échanges, avec ou sans soulte, portant sur des biens, titres ou valeurs, pour un montant excédant 250 millions d'euros ;
- tout contrat 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, tous traités et transactions, tous compromis, pour un montant excédant 200 millions d'euros ;
- tous 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 ;
- toutes opérations significatives se situant hors de la stratégie annoncée de la Société ;
- toutes opérations d'acquisition, ou de cession d'immeubles dont le montant excède 200 millions d'euros ;

- toutes 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.

Le Conseil autorise chaque année le Directeur Général à délivrer des cautions, avals et garanties pour un montant qu'il détermine.

En outre, le Directeur Général doit obtenir l'avis préalable du Conseil pour 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.

Enfin, le Conseil 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 et la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration

Le fonctionnement du Conseil est défini par l'article 14 des statuts et ses modalités d'organisation figurent à l'article 1 du Règlement Intérieur, lequel précise, dans ses dispositions, 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 dans les conditions et selon les modalités prévues au Règlement Intérieur.

Assistent également aux réunions du Conseil d'Administration, le Commissaire du gouvernement et le représentant du Comité Central d'Entreprise, Mohamed Boutarfa, qui disposent d'une voix consultative ainsi que le Directeur Général Adjoint – Secrétaire Général, le Directeur Général Adjoint en charge des Finances et le Secrétaire du Conseil d'Administration.

L'article 1.3.1 du Règlement Intérieur prévoit que le Président organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il préside les réunions du Conseil, dirige les délibérations et fait observer le Règlement Intérieur. Il peut à tout moment suspendre la séance. Il veille à la qualité des échanges et à la collégialité des décisions du Conseil. Il 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. Le Président s'attache notamment à ce que les questions posées dans le respect de l'ordre du jour reçoivent une réponse appropriée.

En cas d'empêchement, le Président est remplacé 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.

Le Président veille au bon fonctionnement du Conseil et de ses comités auxquels il peut assister et soumettre des questions pour avis, et à l'application des principes de bonne gouvernance. Il veille 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.

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 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.

Le Président se coordonne avec le Directeur Général, qui assure seul la direction et la gestion opérationnelle du Groupe.

Outre l'exercice des pouvoirs qui lui sont conférés par la loi, il peut être consulté par le Directeur Général sur tout sujet relevant de la conduite de l'entreprise.

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. Il exerce une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe. Si nécessaire, il apporte 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.

Le Président consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toutes circonstances les valeurs et l'image du Groupe.

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.

Le Président informe en tant que de besoin les membres du Conseil entre deux séances.

Le Président est seul habilité à s'exprimer et agir au nom du Conseil.

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 conflits d'intérêts potentiels et les conventions communiquées en application de l'article 1.12 du Règlement Intérieur.

Le Président participe à l'organisation de l'autoévaluation périodique du Conseil conduite dans le cadre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, ainsi qu'aux réflexions sur les questions de gouvernance liées au fonctionnement du Conseil.

Une fois par an, le Conseil procède à sa propre évaluation sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.

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. Toutefois, le Président peut inviter les adminsitrateurs 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. Ces fonctions sont assurées par Patrick van der Beken.

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 Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, 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 lors de l'Assemblée Générale qui statuera en 2020

sur les comptes clos au 31 décembre 2019 ou dans un délai de 12 mois suivant l'entrée au Conseil d'Administration. Ces obligations ne s'appliquent 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 4.1.1.1.1 ci-dessus).

Le Règlement Intérieur a été modifié les 18 mai et 26 juillet 2018 et le 27 février 2019, afin notamment de mettre en oeuvre des éléments proposés dans le cadre de l'amélioration de la gouvernance et de se conformer au Code Afep-Medef révisé en juin 2018. Les modifications ont porté, le 18 mai, sur le nombre maximum de membres du Comité d'Audit porté à 7 et, le 26 juillet 2018, sur la politique de diversité du Conseil, la promotion de la création de valeur à long terme en considérant les enjeux sociaux, environnementaux des activités d'ENGIE, les missions du Président du Conseil, les décisions du Directeur Général soumises à l'autorisation ou à l'avis préalable du Conseil, les missions du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies, du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance et du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Le 27 février 2019, le Règlement Intérieur a intégré la disposition de l'alinéa précédent relative à la détention minimale d'actions par les Administrateurs et une précision concernant le rôle du Conseil en matière de changement climatique.

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 prévoit notamment 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, au conflit d'intérêt, 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 4.1.1.2.5 «Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2018» ci-dessous.

Le Code de bonne conduite, qui édicte les règles relativement 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.

Les principales dispositions des statuts de la Société et du Règlement Intérieur sont rappelées à la Section 7.1 ci-après.

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.

4.1.1.2.2 Travaux du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2018, le Conseil d'Administration d'ENGIE s'est réuni à quatorze reprises avec un taux moyen de participation de 94%. 14 des 22 administrateurs en exercice sur l'année ont assisté à l'ensemble des séances du Conseil et quatre administrateurs ont manqué une seule séance. Le taux d'assiduité individuel moyen aux réunions du Conseil d'Administration et des comités pour l'année 2018 est mentionné, pour chaque Administrateur, à la Section 4.1.1.2.5 « Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2018 ».

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 de la revue de la marche des affaires du Groupe et se clôt en principe par une réunion des administrateurs n'exerçant pas de fonctions exécutives dans la Société.

En 2018, le Conseil d'Administration a notamment examiné et délibéré sur les sujets suivants :

Finance, audit et risques

Le Conseil d'Administration a arrêté les comptes sociaux et consolidés annuels et semestriels ainsi que les projets de communiqué de presse y afférents, après avoir entendu le compte rendu du Président du Comité d'audit et les Commissaires aux comptes. Le Conseil a également pris connaissance, tout au long de l'exercice, des travaux du Comité d'Audit ; il a arrêté le budget et le plan d'affaires à moyen terme ; analysé la revue des risques du Groupe ; arrêté les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur dividende 2018 et examiné la pertinence des agrégats cash utilisés par le Groupe ; il a renouvelé les autorisations annuelles consenties au Directeur Général d'émettre des emprunts obligataires et de délivrer des cautions, avals et garanties. Il a en outre adopté une politique de communication financière, examiné le refinancement du crédit syndiqué 2014 de 5 milliards d'euros ainsi que les conventions et engagements réglementés.

Orientations stratégiques du Groupe et suivi de ses activités

Le Conseil d'Administration a poursuivi son examen des enjeux d'une série de BU et des métiers BtoT, BtoB et BtoC, les énergies renouvelables, la production d'électricité thermique, la production d'électricité nucléaire, le gaz et les infrastructures, les nouveaux business modèles, le plan industriel et commercial pour le déploiement du biométhane et du gaz de synthèse en France à horizon 2030. Il a également examiné les activités du Groupe en matière de Recherche et Technologie, la régulation du stockage en France et la politique française en matière d'énergie et de climat, l'empreinte géographique et le suivi des travaux du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (CSIT). Il a examiné la relation avec Suez et les réalisations du plan de transformation 2016-2018. Enfin, il a passé en revue différentes questions relatives aux activités nucléaires du Groupe.

Comme chaque année, le Conseil d'Administration s'est réuni pendant deux jours en séminaire stratégique. Lors de ce séminaire, les Administrateurs ont échangé sur le bilan de la transformation du Groupe au cours des trois dernières années, sur les tendances de fond et sur l'environnement du Groupe à horizon 2030. Des propositions leur ont été présentées par le management pour préparer la définition du nouveau plan stratégique présenté au marché («*Capital Markets Day*») lors de la publication des résultats annuels 2018.

Investissement et désinvestissement

Le Conseil d'Administration a notamment procédé à la suite du CSIT, à la revue d'une série de projets d'investissement et de désinvestissement tels que les projets de cession de l'activité *upstream* et *midstream* de GNL, de Glow (filiale cotée d'ENGIE en Thaïlande) et des centrales charbon aux Pays-Bas et en Allemagne. Divers projets d'acquisition et de développement ont été présentés au Conseil dans les secteurs de l'éolien (Brésil et Grande-Bretagne), du solaire (Etats-Unis), des infrastructures électriques (Brésil) et des services (Canada). Il s'est également prononcé sur la création d'un site unique dans une logique de Campus ENGIE qui regrouperait une grande partie des équipes de la région parisienne.

Gouvernance, nominations et rémunérations

Sur la base des travaux du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (CNRG), le Conseil d'Administration a veillé à la bonne continuité de la gouvernance du Groupe et à la mise en œuvre du plan de succession dans le cadre du remplacement de Gérard Mestrallet. Sur recommandation du CNRG, dans le prolongement des réflexions entamées dès avant l'été 2017, en englobant également la question de la composition du Conseil et de son équilibre en termes d'expérience et d'indépendance, le Conseil a proposé à l'Assemblée Générale la candidature de Jean-Pierre Clamadieu en remplacement de Gérard Mestrallet, qu'il a nommé Président d'Honneur.

Le Conseil a revu et arrêté les différentes composantes de la rémunération variable du Directeur Général au titre de l'exercice 2017, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux au titre de l'exercice 2018, la couverture de prévoyance et des frais de santé du Président du Conseil et le plan d'attribution de LTI au titre de 2018.

Il a procédé à différents amendements de son Règlement Intérieur, a examiné l'offre réservée aux salariés «Link 2018» et a préparé l'Assemblée Générale Mixte des Actionnaires du 18 mai 2018.

Responsabilité Sociale d'Entreprise

Dans le cadre de l'approbation des projets d'investissements, le Conseil examine systématiquement l'adéquation des projets avec chacun des critères RSE du Groupe.

Le Conseil d'administration a pris connaissance, tout au long de l'exercice, des travaux du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (CEEDD) ; il a délibéré sur la politique d'égalité professionnelle et salariale, la déclaration relative à l'esclavage moderne prévue pour la réglementation britannique ; il a examiné le bilan annuel Santé-Sécurité ; enfin il a étudié la performance globale (extra-financière) du Groupe et pris connaissance des reportings internes consacrés à la RSE.

4.1.1.2.3 Les comités permanents

L'article 15.2 des statuts prévoit que le Conseil d'Administration, pour l'aider dans ses réflexions, peut créer, en son sein, des comités permanents sur lesquels il s'appuie pour prendre ses décisions. En vertu de l'article 3 du Règlement Intérieur, la présidence de tout Comité est assurée par un administrateur indépendant. Les comités ont pour mission, en application de l'article 15.2 des statuts et l'article 3 du Règlement Intérieur, d'étudier toutes questions relatives à la Société 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 de 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.

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.

(1) Administrateur indépendant

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. Les secrétariats des comités du Conseil sont assurés par le Secrétariat Général.

Le Comité d'Audit

Le Comité d'Audit est composé de sept membres : Marie-José Nadeau [1] (Présidente), Edmond Alphandéry [1], Christophe Aubert, Aldo Cardoso, Françoise Malrieu [1], Ross McInnes (depuis le 18 mai 2018) [1] et Lucie Muniesa (jusqu'au 30 octobre 2018).

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité d'Audit, conformément à la réglementation applicable et au Code Afep-Medef de gouvernement d'entreprise des sociétés cotées.

Les missions du Comité d'Audit sont notamment les suivantes :

- assurer le suivi du processus d'élaboration de l'information financière et, le cas échéant, formuler des recommandations pour en garantir d'intégrité ;
- procéder à l'examen préalable et donner son avis sur les projets de comptes annuels et semestriels ; l'examen des comptes doit être accompagné d'une présentation des Commissaires aux comptes et du Directeur financier ;
- entendre, lorsqu'il l'estime nécessaire, les Commissaires aux comptes, la Direction Générale, la Direction Financière, l'Audit interne ou toute autre personne du management ; ces auditions peuvent avoir lieu, le cas échéant, hors la présence des membres de la Direction Générale ;
- examiner avant leur publication les communiqués financiers importants qui s'entendent des communications périodiques relatives aux comptes annuels, semestriels et aux informations financières trimestrielles, ainsi que des communiqués relatifs aux dividendes et aux guidances financières ;
- piloter la procédure de sélection des Commissaires aux comptes et soumettre au Conseil une recommandation sur la désignation ou le renouvellement des Commissaires aux comptes conformément aux textes applicables et émettre également une recommandation au Conseil en cas de renouvellement du mandat du ou des Commissaires aux comptes ;
- assurer le suivi de la réalisation par les Commissaires aux comptes de leurs missions et tenir compte des constatations et conclusions du Haut Conseil du Commissariat aux Comptes consécutives aux contrôles réalisés ;
- s'assurer du respect par les Commissaires aux comptes des conditions d'indépendance et prendre les mesures nécessaires conformément aux textes applicables ;
- approuver la fourniture par les Commissaires aux comptes de services autres que la certification des comptes et qui ne sont pas sur la liste des services interdits et veiller à l'application des règles de plafonnement applicables aux honoraires liés à ces services ;
- examiner chaque année avec les Commissaires aux comptes les montants des honoraires d'audit versés par la Société et son Groupe aux réseaux auxquels appartiennent les Commissaires aux comptes, leurs plans d'intervention, les conclusions de ceux-ci et les recommandations et suites qui leur sont données ;
- suivre l'efficacité des systèmes et procédures de contrôle et de l'audit interne du Groupe, en ce qui concerne les procédures relatives à

l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, sans qu'il soit porté atteinte à son indépendance ;

- examiner avec les responsables de l'audit interne les 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, le cas échéant, hors la présence des membres de la Direction Générale ;
- suivre 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, sans qu'il soit porté atteinte à son indépendance ;
- prendre connaissance régulièrement de la situation financière, de la situation de 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.

Le Comité d'Audit s'est réuni à onze reprises au cours de l'année 2018, avec un taux moyen de participation de 96%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances.

Activités

En 2018, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2017 et au 30 juin 2018, les informations financières des premier et troisième trimestres 2018 et leurs communiqués de presse, les options, hypothèses et prévisions de clôture semestrielle et annuelle, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2018, le renouvellement des autorisations d'émettre des obligations et des cautions, avals et garanties, le refinancement du crédit syndiqué 2014 de 5 milliards d'euros, les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne ainsi que le suivi des recommandations d'audit, le plan annuel d'audit interne 2018, l'approche et les thèmes prioritaires pour le plan annuel d'audit interne 2019, la revue du contrôle interne Groupe dont le dispositif de contrôle applicable au nucléaire en Belgique ; la présentation et la reddition des comptes de fonctionnement de la Présidence et du Conseil d'Administration, le rapport du Conseil sur le gouvernement d'entreprise, l'examen des résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale, la procédure de pré-approbation 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 2017 des Commissaires aux comptes, leur indépendance et leur programme de travail 2018.

Le Comité a également procédé à la revue des risques et à la revue des assurances du Groupe ; il a examiné le suivi et la gouvernance des filiales et participations, le projet de document de référence, le projet de politique de communication financière, l'impact des indisponibilités nucléaires, les relations avec l'AMF, le rapport sur les industries extractives, les agrégats cash, les risques prioritaires 'sécurité industrielle (hors nucléaire)' et 'projets industriels', le mandat de trésorerie 2018, ainsi que les retours suite aux *roadshows*.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies est composé de sept membres : Edmond Alphandéry [1] (Président), Aldo Cardoso, Patrice Durand, Catherine Guillouard, Philippe Lepage, Lucie Muniesa (jusqu'au 30 octobre 2018) et Marie-José Nadeau [1].

(1) Administrateur indépendant

Fonctionnement

L'article 3.2 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Ce Comité a pour mission d'exprimer au Conseil d'Administration son avis sur les grandes orientations stratégiques de la Société, en particulier sur le plan stratégique. Il donne son avis sur tous les projets de croissance externe et interne, de cessions, d'accords stratégiques, d'alliances ou de partenariat qui sont soumis au Conseil. Ce Comité est également saisi sur les 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.

Le Président du Conseil d'Administration et le Directeur Général assistent aux réunions du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies s'est réuni à onze reprises au cours de l'année 2018, avec un taux moyen de participation de 82%.

Activités

En 2018, le Comité s'est notamment penché sur : les enjeux des BU GRDF, Storengy, GRTgaz et Elengy, la Recherche et Technologie dans le Groupe, la régulation du stockage en France, la politique française en matière d'énergie et de climat, la relation avec Suez, les principaux points de sortie du plan de transformation 2016-2018, les activités des différents Métiers, les énergies renouvelables, la production d'électricité thermique, la production d'électricité nucléaire, le gaz et les infrastructures, le déploiement du biométhane et du gaz de synthèse en France à horizon 2030, les nouveaux business modèles, la sécurité des centrales nucléaires ainsi que la préparation de et les suites à donner au séminaire stratégique annuel du Conseil.

Le Comité a également étudié une série de projets d'investissements et de désinvestissements nécessitant l'accord du Conseil d'Administration.

Les travaux relatifs au budget et au plan d'affaires à moyen terme ont été examinés lors de d'une réunion commune du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité d'Audit ; ces deux comités réunis se sont également penchés sur la politique de rémunération des actionnaires du Groupe.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance est composé de cinq membres : Françoise Malrieu [1] (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier [1], Lucie Muniesa (jusqu'au 30 octobre 2018) et Lord Ricketts of Shortlands [1].

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur d'ENGIE définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Il a pour mission d'examiner et de faire des recommandations au Conseil d'Administration sur 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, en tenant compte de leurs compétences, de leur expérience, de la diversité de leur profil, de formuler des recommandations au Conseil quant à la succession du Président et du Directeur Général de la Société, de s'assurer que les dirigeants mandataires sociaux exécutifs mettent en œuvre une politique de non-discrimination et de diversité notamment en matière de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein des

instances dirigeantes, de diriger les travaux réalisés en vue de l'évaluation annuelle du Conseil, d'apprécier, en liaison avec le Président, le bon fonctionnement des organes de gouvernance, d'examiner à titre consultatif le plan de succession des dirigeants de la Société et d'être informé des projets de la Direction Générale relatifs à la nomination des membres du Comité Exécutif et de la politique de rémunération de ces derniers. Il a également pour mission d'examiner et de faire des recommandations au Conseil d'Administration sur la rémunération, le régime de retraite et de prévoyance, les avantages en nature et les droits pécuniaires divers attribués au Président et au Directeur Général ainsi qu'aux éventuels membres du Conseil titulaires de contrats de travail signés avec la Société. Il examine toute candidature du Président et du Directeur Général à un mandat social dans une société cotée extérieure au Groupe, afin d'éclairer l'avis du Conseil sur cette candidature.

Il donne un avis sur le maintien du bénéfice des attributions gratuites d'actions en faveur des membres du Comex lorsque celles-ci sont normalement perdues par leurs titulaires en cas de départ du Groupe.

Le Président et le Directeur Général assistent aux réunions du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance sauf pour les questions qui les concernent.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance s'est réuni neuf fois en 2018, avec un taux moyen de participation de 95%.

Activités

En 2018, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance a notamment examiné la succession du Président du Conseil d'Administration, l'évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration, la nomination d'un administrateur indépendant (Ross McInnes), l'indépendance des administrateurs, la rémunération variable du Directeur Général au titre de 2017 et de 2018, la rémunération du Président du Conseil, la constatation du taux de réussite des plans d'actions et d'unités de performance 2014, les projets de résolutions de l'AG relevant de sa compétence, le rapport du Conseil sur ces résolutions, les projets des Sections 4.1 «Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise» et 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction» repris dans le Document de Référence 2017, l'assiduité des administrateurs, la rémunération des administrateurs salariés, la gestion des carrières et plans de succession des principaux cadres dirigeants, les modifications du Règlement Intérieur, la composition du Conseil d'Administration, la couverture de prévoyance et de frais de santé du Président du Conseil d'Administration, le projet Link d'augmentation de capital réservée aux salariés, la confidentialité des travaux du Conseil et de ses comités, le plan d'attribution d'actions de performance au titre de 2018, la gouvernance de la communication financière et le régime des jetons de présence des Administrateurs d'ENGIE.

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable est composé de cinq membres : Ann-Kristin Achleitner [1] (Présidente), Christophe Agogué (depuis le 18 mai 2018), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Barbara Kux [1], Françoise Malrieu [1] et Olivier Marquer (jusqu'au 18 mai 2018).

Fonctionnement

L'article 3.4 du Règlement Intérieur définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable. Celui-ci s'assure du bon niveau d'engagement du Groupe en matière d'éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale. Il a pour mission d'examiner les politiques, référentiels et chartes du Groupe dans ces domaines, d'examiner les politiques en matière de ressources humaines, de prendre connaissance du suivi des risques correspondants, de s'assurer, le cas échéant, de la mise en place d'un dispositif de prévention et de détection de la corruption et du trafic d'influence, d'examiner les risques et opportunités liés au changement climatique et plus généralement de veiller 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.

Le Comité s'est réuni à quatre reprises au cours de l'année 2018, avec un taux moyen de participation de 95%.

Activités

En matière d'éthique et de compliance, le Comité s'est fait présenter, comme tous les ans, le bilan des incidents éthiques et le rapport du déontologue du Groupe. Il a également examiné les politiques Groupe (évolutions des politiques Embargo, *due diligence* dans le cadre des projets d'investissements, mécénat et lanceurs d'alerte), la certification du dispositif anticorruption, la déclaration relative à l'esclavage moderne prévue par la réglementation britannique, les lignes directrices en matière de signaux faibles et la protection des données personnelles.

En matière de responsabilité environnementale et sociétale, le Comité a examiné la performance RSE du Groupe et le rapport des Commissaires aux comptes sur celle-ci. Le rapport intégré a été soumis au Comité. Il a également passé en revue les différentes notations extra-financières, l'organisation de la filière RSE, la vision RSE 2030, les recommandations de transparence de la *Task Force on Climate-related Financial Disclosure* (TCFD) quant aux impacts financiers du risque climat ainsi que les enjeux biodiversité pour l'humanité et la démarche biodiversité engagée au sein du Groupe. Il est destinataire d'un Reporting RSE interne l'informant notamment de l'ensemble des faits saillants impactant ENGIE, des actualités externes, des actions des pairs et des éventuelles controverses. Le reporting est communiqué à l'ensemble des administrateurs.

Sous l'angle de la responsabilité sociale d'employeur, le Comité s'est penché très régulièrement sur l'avancement du plan de transformation du Groupe. Le risque prioritaire lié aux enjeux RH du plan de transformation a fait l'objet d'un examen spécifique, ainsi que les mesures de prévention, de détection et d'accompagnement des situations à risque en matière de bien-être au travail. La politique d'égalité professionnelle et salariale, le bilan santé et sécurité ainsi que les accidents mortels ont été comme chaque année passés en revue.

4.1.1.2.4 Évaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration/des Administrateurs

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses comités en 2018 a été menée sous la direction du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance.

Il s'agissait d'une évaluation allégée permettant essentiellement de mesurer les évolutions par rapport aux recommandations issues de l'évaluation réalisée un an auparavant, étant rappelé que Jean-Pierre Clamadieu a succédé le 18 mai 2018 à Gérard Mestrallet à la Présidence du Conseil d'Administration.

Un projet de questionnaire a été validé par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance. Ce questionnaire 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 la stratégie et la performance, le séminaire stratégique, la connaissance des métiers du

(1) Administrateur indépendant

Groupe et les rapports avec le management, la gestion des risques et le contrôle, l'organisation, le déroulement et la logistique des réunions du Conseil et le fonctionnement des comités.

La restitution des travaux, réalisée sous l'égide de la Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a été faite à ce comité le 5 février 2019 et au Conseil d'Administration du 27 février 2019.

D'une manière générale, les notations restent élevées. Elles traduisent la satisfaction du Conseil à l'égard des moyens et des informations mis à sa disposition.

Les progrès constatés se trouvent principalement dans les changements apportés par la nouvelle gouvernance, dans la dynamique et l'organisation des travaux du Conseil : format du séminaire stratégique plus structuré dans la forme comme dans le fond, diffusion des comptes rendus écrits des travaux des comités avant les réunions du Conseil, échanges réguliers hors la présence du management, tenue d'une première réunion thématique consacrée au nucléaire.

Dans un contexte d'accélération du rythme des changements sur les marchés, l'analyse de la performance et de la stratégie des concurrents concentre les attentes. Le reporting et la segmentation opérationnels ont fait l'objet de demandes de simplification. Il est souhaité que le Conseil aille encore plus loin dans l'attention qu'il porte aux ressources humaines, à la R&D, au digital, à l'intelligence artificielle, à la RSE et aux risques géopolitiques. La mise en place régulière de séances d'information thématiques a été suggérée.

Le Conseil d'Administration a pris acte des recommandations issues de ses travaux d'évaluation et donnera les suites nécessaires à celles-ci.

Le taux de participation individuel des administrateurs aux réunions du Conseil et de ses comités en 2018 est pour la seconde année rendu public (cf. Section 4.1.1.2.5 ci-après).

4.1.1.2.5 Assiduité des Administrateurs aux réunions du Conseil d'Administration et de ses comités en 2018

	Conseil d'Administration	Comité d'Audit	CSIT	CNRG	CEEDD
Gérard Mestrallet [1]	100%				
Jean-Pierre Clamadieu	100%				
Isabelle Kocher	100%				
Ann-Kristin Achleitner	100%				100%
Edmond Alphandéry	93%	91%	100%		
Fabrice Brégier	93%			78%	
Aldo Cardoso	86%	100%	91%		
Barbara Kux	93%				100%
Françoise Malrieu	100%	91%		100%	100%
Ross McInnes [2]	100%	100%			
Marie-José Nadeau	100%	100%	100%		
Lord Ricketts of Shortlands	100%			100%	
Patrice Durand	79%		82%		
Catherine Guillouard	71%		36%		
Stéphane Pallez [1]	67%				
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	93%				75%
Lucie Muniesa [3]	100%	100%	78%	100%	
Christophe Agogué [4]	100%				100%
Alain Beullier	100%			100%	
Philippe Lepage	100%		100%		
Olivier Marquer [1]	100%				100%
Christophe Aubert	100%	100%			
TAUX D'ASSIDUITÉ GLOBALE	**94%**	**96%**	**82%**	**95%**	**95%**

(1) Jusqu'au 18 mai 2018
(2) Nommé membre du Comité d'Audit par le Conseil du 18 mai 2018
(3) Jusqu'au 30 octobre 2018
(4) Nommé membre du CEEDD par le Conseil du 18 mai 2018

4.1.1.3 Commissaire du gouvernement

La fonction de Commissaire du gouvernement est décrite en Section 7.1.2 «Organes d'administration et de direction».

Cette fonction est assurée par Laurent Michel, nommé par arrêté du 13 novembre 2014. Anne-Florie Coron a été nommée par arrêté du 5 mai 2017 en qualité de suppléante.

4.1.2 Assemblée Générale du 17 mai 2019 - Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 27 février 2019, de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 17 mai 2019.

Les mandats de Ann-Kristin Achleitner, Edmond Alphandéry, Aldo Cardoso, Patrice Durand, Catherine Guillouard, Barbara Kux, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Françoise Malrieu et Marie-José Nadeau arriveront à expiration à l'issue de cette Assemblée Générale.

Tenant compte du souhait exprimé par certains administrateurs de ne pas solliciter un nouveau mandat et de la perte de la qualité d'indépendant d'autres membres, sur les recommandations du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, il est proposé de renouveler, pour une durée de quatre ans, les mandats d'administrateurs indépendants de Françoise Malrieu et Marie-José Nadeau, ainsi que les mandats d'administrateurs proposés par l'Etat conformément à l'article 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique, de Patrice Durand et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière.

A l'issue de l'Assemblée Générale, sous réserve du vote favorable de ces résolutions et compte tenu de la désignation par arrêté de l'administrateur représentant de l'Etat conformément à l'article 4 de l'ordonnance précitée [1], le Conseil d'Administration serait composé de 14 membres. Résultant de la fusion en 2008 entre Gaz de France et SUEZ, la taille du Conseil d'Administration du Groupe se situe actuellement au-delà de celle généralement observée au sein des sociétés du CAC 40. Cette réduction répond à une attente exprimée régulièrement par les actionnaires. Cette première étape de dimensionnement fera l'objet d'une évaluation à l'issue de l'exercice 2019 et sera, si nécessaire, adaptée en fonction de la mise en œuvre du nouveau plan stratégique. Elle est définie dans le souci de préserver les grands équilibres de la diversité.

La réduction du nombre des membres du Conseil d'Administration de 19 à 14 inclut la baisse de 4 à 3 du nombre de sièges réservés à des membres que l'Etat peut désigner ou proposer en vertu des articles 4 et 6 de l'ordonnance précitée. La proportion d'Administrateurs indépendants serait de 60 % [2] et le Conseil comprendrait quatre nationalités.

4.1.3 Direction Générale

La Direction Générale de la Société est assumée par Isabelle Kocher. Investie des pouvoirs les plus étendus pour agir, en toutes circonstances, au nom de la Société, Isabelle Kocher exerce ses fonctions dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration. Dans l'ordre interne, 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 4.1.1.2.1 «Attributions du Conseil d'Administration»).

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. Il se réunit en principe toutes les semaines.

La composition du Comex est fondée sur le principe d'un croisement entre les responsabilités fonctionnelles et opérationnelles partagées entre ses différents membres, dans une logique de transversalité, de décloisonnement et de responsabilité collective.

À la date du présent document, le Comex est composé des 11 membres suivants, six nationalités étant représentées :

- le Directeur Général : Isabelle Kocher ;
- les Directeurs Généraux Adjoints :
  - **Paulo Almirante**, Directeur des opérations, chargé des BU Génération Europe ; Brésil ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, Turquie et de la Responsabilité Sociétale et Environnementale,
  - **Franck Bruel**, chargé des BU France BtoB et Hydrogène renouvelable,
  - **Ana Busto**, chargée de la Marque et de la Communication,
  - **Pierre Chareyre**, chargé des BU Global Energy Management et Amérique latine et de la présidence du Comité des Risques Commodités (CRME),
  - **Pierre Deheunynck**, chargé des Ressources Humaines Groupe, de Global Business Support, de la Transformation, de Global Care et de l'Immobilier du Groupe,
  - **Judith Hartmann**, chargée des Finances et des BU Royaume-Uni et Amérique du Nord,
  - **Didier Holleaux**, chargé des BU Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy, Asie - Pacifique, Chine et GTT, du Sourcing Stratégique & Achats, des Projets Industriels, du Développement Nucléaire et du Management des risques,
  - **Shankar Krishnamoorthy**, chargé de la Stratégie, du Business Development Oversight, de la Recherche & Technologie, de l'Innovation, des cinq métiers, de Tractebel et d'ENGIE Solar,
  - **Yves Le Gélard**, chargé du Digital et des Systèmes d'Information du Groupe,
  - **Pierre Mongin**, Secrétaire Général, chargé des BU Afrique, Benelux, France Renouvelables, France Réseaux et France BtoC et de la coordination de la sûreté nucléaire.

(1) Il est précisé que le siège d'administrateur représentant de l'Etat demeure à la date du présent Document de Référence non pourvu suite à la démission de Lucie Muniesa intervenue en date du 30 octobre 2018.

(2) 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.

Le Comité de Direction Opérationnel, dénommé ENGIE 50, chargé des activités opérationnelles, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les CEO des BU, les Directeurs des métiers et les responsables des principales directions fonctionnelles. Il est présidé par le Directeur Général. 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. Il se réunit en principe tous les mois.

Conformément à l'article 225-37-4-6° du Code de commerce complété par la loi n° 2018-771 du 5 septembre 2018, 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 70 pays pour un total de 160 000 collaborateurs, il semble plus pertinent de considérer le Groupe dans son ensemble au regard de l'esprit de la loi. Par ailleurs, le Groupe compte environ 500 cadres dirigeants répartis sur l'ensemble des territoires sur lesquels il est présent 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.

Le Comex compte 11 membres, dont 3 femmes, de 6 nationalités et le ENGIE 50 est composé de 53 membres, dont 10 femmes et réunit 10 nationalités.

Depuis plusieurs années, la politique du Groupe en matière de nomination consiste à renforcer la mixité : au cours des 2 dernières années, 5 femmes ont rejoint le ENGIE 50.

En effet, le Groupe veille à développer des viviers de talents mixtes, notamment les viviers de cadres dirigeants, participant ainsi à la féminisation des deux instances susmentionnées à savoir le Comex et le ENGIE 50. Ainsi pour les postes clé du Groupe, la décision finale de nomination est prise à partir d'une liste de candidats comprenant systématiquement des hommes et des 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 la politique de diversité du Groupe.

4.1.4 Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction

4.1.4.1 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. Elle fait l'objet d'une présentation et de votes contraignants lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires conformément aux articles L. 225-37-2 et L.225-100 du Code de commerce.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance 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 Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec 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.

Des critères de performance quantifiables et qualitatifs exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et contribuent à maintenir un lien entre la performance du Groupe et la rémunération de ses dirigeants dans une perspective de court, moyen et long terme.

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux comprend :

- une part fixe (voir Section 4.1.4.1.1) ; ce montant fixe demeure inchangé sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, 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 (voir Section 4.1.4.1.2) ; et
- une part incitative à long terme sous la forme d'Unités de Performance (voir Section 4.1.4.1.3), soumise à conditions de performance.

Les politiques de rémunération applicables à compter du 2 mars 2019 pour le Président du Conseil et du 1er janvier 2019 pour le Directeur Général sont mentionnées à la Section 4.1.4.1.9.

4.1.4.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de 2018

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration depuis le 18 mai 2018, a perçu une rémunération de 217 339 euros pour la période du 18 mai au 31 décembre 2018 correspondant à une rémunération annuelle fixe de 350 000 euros.

La rémunération annuelle fixe d'Isabelle Kocher, Directeur Général, s'est élevée à 1 000 000 euros, auquel s'ajoute un avantage en nature de 6 012 euros pour la période considérée.

Rémunération fixe au titre de 2019

Il est renvoyé à la Section 4.1.4.1.9.

4.1.4.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2017

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

Quant à Isabelle Kocher, la rémunération variable cible au titre de l'exercice 2017 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2017 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2017 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 1er mars 2017.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :

- **Conduite du plan de transformation** (60%) :
  a) Accélérer le déploiement stratégique du Groupe,
  b) Innovation : préparer des relais de croissance additionnels à moyen terme,
  c) Digital : accélérer la transformation digitale du Groupe (*digital operations*),
  d) Performance : poursuivre l'amélioration de l'efficacité opérationnelle des actifs industriels, accélérer le déploiement de Lean 2018 et poursuivre la restructuration du Corporate,
  e) Adaptation du Groupe et leadership ;
- **Anticipation et gestion des risques** (10%) : affiner la méthodologie et les moyens mis en œuvre pour anticiper, identifier et traiter les risques pesants ou susceptibles de peser sur les activités du Groupe ;
- **Gestion des dossiers difficiles** (10%) ;
- **Communication** (10%) : positionner ENGIE comme un groupe en ligne avec les attentes de ses clients et ses parties prenantes. Être particulièrement attentif à la compréhension par le marché, les investisseurs et les principales parties prenantes externes de la stratégie du Groupe ; et
- **Responsabilité sociale, sociétale et environnementale** (10%) : veiller à ce que le Groupe évolue en ligne avec les objectifs extra-financiers 2016-2020 avec une attention particulière en matière de santé-sécurité. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, veiller à l'évolution des ratings extra-financiers et à la réputation du Groupe.

Lors de sa séance du 7 mars 2018, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 105,31% (1) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 111,50%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 107,79%.

Le montant de la part variable au titre de 2017 s'élève à 754 530 euros. Elle a été versée en 2018 suite au vote favorable de l'Assemblée Générale des Actionnaires du 18 mai 2018.

Rémunération variable au titre de 2018

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration à compter du 18 mai 2018, n'a perçu aucune rémunération variable au titre de ses fonctions.

Quant à Isabelle Kocher, la structure de la rémunération variable cible qui sera versée en 2019 au titre de l'exercice 2018 est demeurée inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2018 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2018 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 7 mars 2018.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants :

- **développer des relais de croissance durable (40%)** :
  - poursuivre et renforcer la croissance organique à partir des offres existantes et au travers du développement de nouvelles compétences et solutions pour les clients,
  - contribuer à la croissance via des acquisitions sur les métiers BtoB, BtoT et high technologies ;
- **préparer les options post 2025 en Belgique (20%)** ;
- **RSE, mettre l'accent sur la responsabilité sociale d'employeur (20%)** :
  - faire de l'engagement et de l'adhésion des salariés l'un des principaux leviers de la transformation et de la performance du Groupe (baromètre social),
  - poursuivre l'adaptation des compétences internes pour répondre aux besoins de l'organisation et des solutions clients,
  - ancrer les nouvelles pratiques managériales et l'agilité de l'organisation dans la culture du Groupe ;
- **développer la feuille de route Digital & Innovation (10%)** :
  - définir la stratégie du plan à 3 ans et à l'horizon 2030,
  - adapter l'organisation interne et les partenariats en fonction des objectifs définis ;
- **faire de la Marque et de l'image auprès du client un élément déterminant de la transformation et de la performance du Groupe (10%)** :
  - poursuivre la mise en cohérence des offres commerciales avec le projet du Groupe,
  - développer un programme de communication et de développement de la notoriété de la Marque,
  - développer la connaissance client, CRM, et faire de la satisfaction client un levier de changement de culture (NPS : *Net Promoter Score*).

Lors de sa séance du 27 février 2019, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a :

(1) Pour la partie quantifiable (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 107,94% ; ROCE (1/6) : 91,50%; Free cash flow (1/6) : 116,51% ; Dette nette (1/6) : 100,02%

- constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 85,46% [1] ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 101,00%.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 91,68%.

Le montant de la part variable au titre de 2018 s'élève ainsi à 641 760 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019.

Rémunération variable au titre de 2019

Il est renvoyé à la Section 4.1.4.1.9.

4.1.4.1.3 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. Il est précisé que le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a décidé que la part incitative à long terme ne peut dépasser 40% de la rémunération globale des dirigeants mandataires sociaux.

Le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance 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 2018

Gérard Mestrallet et Jean-Pierre Clamadieu ne se sont vu attribuer aucune UP au titre de 2018.

Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 7 mars 2018 a décidé d'attribuer 120 000 UP à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2018.

Les Unités de Performance sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- l'attribution prend effet le 7 mars 2018, les UP étant définitivement acquises le 15 mars 2022, Isabelle Kocher ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles ;
- l'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers [2] ;
- en cas d'exercice, l'UP est valorisée sur base du cours moyen pondéré journalier, publié ultérieurement au dépôt de la demande. Cette approche réduit les effets de volatilité inhérents à un cours de clôture ou d'ouverture ;
- obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux) ;
- les périodes d'interdiction associées aux Actions de Performance sont d'application ;
- en cas de départ du Groupe, application des mêmes conditions que celles appliquées aux divers plans d'Actions de Performance. Ceci établit un régime de traitement identique aux autres bénéficiaires de rémunérations incitatives à long terme dans le Groupe :
  - maintien des droits en cas de décès, retraite[3], invalidité (2e ou 3e catégorie prévue à l'article L. 341-4 du Code de la Sécurité sociale),
  - en cas de décès, les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies et la succession disposerait d'un délai de six mois à partir de la date de décès pour exercer les UP ; passé ce délai les UP seraient irrévocablement caduques ;
- en cas de rupture du mandat social ou du contrat de travail pour toute autre raison, caducité des droits, sauf décision contraire du Conseil d'Administration.

L'UP attribuée au titre de 2018 a été valorisée à 6,58 euros par unité au moment de son attribution.

Unités de Performance au titre de l'exercice 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 Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 27 février 2019 a décidé d'attribuer 120 000 UP à Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2019.

Les UP sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- l'attribution prend effet le 27 février 2019, les UP étant définitivement acquises le 15 mars 2023, Isabelle Kocher ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles ;

(1) Pour la partie quantifiable (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 82,52% ; ROCE (1/6) : 94,06% ; Free cash flow (1/6) : 105,51% ; Dette nette (1/6) : 65,63%

(2) Ainsi, le taux de réussite global sera la moyenne arithmétique des trois taux de réussite individuels. Les conditions de performance sont les suivantes a) une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2020 et 2021 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'Administration (au pro forma) ; (b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2020 et 2021 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'Administration (au pro forma) ; (c) une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence composé de EDF, EDP, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Gas Natural, Spie et Uniper (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique, à l'exception des sociétés E.ON, Innogy, RWE et Uniper qui sont comptabilisées pour une demie part pour les besoins de pondération. 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 ENGIE et des sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des Actions de Performance en question. Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des trois critères :
- *Performance ENGIE ≤ 80% du niveau cible : taux de réussite de 0 % ;*
- *Performance ENGIE ≥ 100% du niveau cible : taux de réussite de 100 % ;*
- *Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires. La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des UP qui sera définitivement acquise*

(3) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société

- l'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers [1] ;
- en cas d'exercice, l'UP est valorisée sur base du cours moyen pondéré journalier, publié ultérieurement au dépôt de la demande. Cette approche réduit les effets de volatilité inhérents à un cours de clôture ou d'ouverture ;
- obligation de réinvestir, en actions ENGIE, 2/3 du produit de l'exercice des Unités de Performance net d'impôt et de prélèvements sociaux jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux) ;
- les périodes d'interdiction associées aux Actions de Performance sont d'application ;
- en cas de départ du Groupe, application des mêmes conditions que celles appliquées aux divers plans d'Action de Performance. Ceci établirait un régime de traitement identique aux autres bénéficiaires de rémunérations incitatives à long terme dans le Groupe :
  - maintien des droits en cas de décès, retraite [2], invalidité (2e ou 3e catégorie prévue à l'article L. 341-4 du Code de la Sécurité sociale),
  - en cas de décès, les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies et la succession disposerait d'un délai de six mois à partir de la date de décès pour exercer les UP ; passé ce délai les Unités de Performance seraient irrévocablement caduques ;
- en cas de rupture du mandat social ou du contrat de travail pour toute autre raison, caducité des droits, sauf décision contraire du Conseil d'Administration.

L'UP attribuée au titre de 2019 est valorisée à 7,84 euros par unité à sa date d'attribution.

4.1.4.1.4 Régime de retraite

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, ne bénéficie d'aucun avantage de retraite accordé à titre individuel. En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, il bénéficie des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations (article 39) et à cotisations définies (article 83) de l'ex-groupe SUEZ dont il est devenu salarié en 1984. Gérard Mestrallet a été reconduit dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012 et son contrat de travail, suspendu automatiquement lorsqu'il est devenu dirigeant mandataire social, a été résilié à son initiative, conformément au Code Afep-Medef. Il a sollicité la liquidation de ses droits à retraite du régime général auprès de la CNAV, des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC et des régimes collectifs de retraites supplémentaires qui ont été précisément décrites notamment dans les Documents de Référence de la Société et qui ont fait l'objet d'un vote favorable de l'Assemblée Générale des actionnaires dans le cadre du *say on pay*. Ces régimes collectifs sont par ailleurs décrits dans les paragraphes suivants. Gérard Mestrallet avait renoncé, pour la durée de ses fonctions de Président-Directeur Général, à percevoir tous arrérages de rente qu'il avait acquis, résultant des régimes collectifs de retraites supplémentaires. Aucun incrément de ses droits acquis n'est intervenu. Le montant annuel de la rente résultant des régimes collectifs de retraite dont bénéficie Gérard Mestrallet depuis le 4 mai 2016, date de la cessation de ses fonctions de Directeur Général, s'élève à 831 641 euros sur une base annuelle avant prélèvements fiscaux et sociaux, soit 28% de sa rémunération de référence au titre de 2012 (année de référence pour la liquidation de ses droits).

Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration depuis le 18 mai 2018, 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 jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies.

S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la sécurité sociale), 8% Tranche B (entre un et quatre plafonds annuels de la sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds annuels de la sécurité sociale).

Le régime à prestations définies (article 39) relève de l'article L. 137-11 du Code de la sécurité sociale. Il est géré par la société ENGIE Management Company, filiale française à 100% d'ENGIE. Sont bénéficiaires de ce régime l'ensemble des cadres et mandataires sociaux au sein d'ENGIE Management Company, qui sont inscrits au régime de sécurité sociale français et qui remplissent les trois conditions cumulatives suivantes : (i) avoir perçu une rémunération brute supérieure au plafond de la Tranche B des cotisations du régime de retraite complémentaire des cadres AGIRC, soit au-delà de quatre fois le plafond annuel de la sécurité sociale, (ii) avoir achevé leur carrière dans une des sociétés du Groupe et (iii) avoir liquidé au moins un régime de retraite de base. L'assiette de calcul de la rente est la rémunération brute perçue au cours de l'année considérée, plafonnée à 50 fois le plafond de la sécurité sociale. La rémunération est celle entrant dans l'assiette de cotisations sociales telle que définie par l'article L. 242-1 1er alinéa du Code de la sécurité sociale.

(1) Ainsi, le taux de réussite global sera la moyenne arithmétique des trois taux de réussite individuels. Les conditions de performance sont les suivantes : (a) une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2021 et 2022 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'Administration (au pro forma) ; (b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2021 et 2022 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'Administration (au pro forma) ; (c) une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence composé de EDF, EDP, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Naturgy (ex Gas Natural), Spie et Uniper (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique, à l'exception des sociétés E.ON, Innogy, RWE et Uniper qui sont comptabilisées pour une demie part pour les besoins de pondération. 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 ENGIE et des sociétés du Panel sur une durée de deux mois, se terminant au moins un mois avant la date de livraison prévue des Actions de Performance en question. Une seule et unique pente de performance est d'application pour chacun des trois critères :
- *Performance ENGIE ≤ 80% du niveau cible : taux de réussite de 0%*
- *Performance ENGIE ≥ 100% du niveau cible : taux de réussite de 100%*
- *Progression proportionnelle et linéaire pour résultats intermédiaires La moyenne arithmétique des trois taux de réussite en a), b) et c) ci-dessus représente la proportion des UP qui sera définitivement acquise*

(2) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société.

Ce régime prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche C) et de 4% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et cinquante fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche D), diminuée du régime à cotisations définies précité calculé sur la Tranche C de la rémunération. Pour une carrière de minimum 10 ans dans le régime la rente totale ne peut être inférieure à 20% de la Tranche C de la rémunération moyenne des cinq dernières années majorée de 30% de la Tranche D de cette même rémunération ni supérieure à 30% de la Tranche C majorée de 40% de la Tranche D. Si la durée de présence est inférieure à 10 ans, les droits correspondants sont calculés au prorata de la présence effective.

Les droits au titre du régime à prestations définies sont «aléatoires» car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse.

Le financement de ce régime est à la charge de la société ENGIE Management Company qui verse des primes à un organisme d'assurance tiers au Groupe avec lequel cette société a contracté pour lui confier la gestion des retraites, calculer les provisions mathématiques des rentes et assurer leur service. Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%.

Conformément aux délibérations du Conseil d'Administration du 10 mars 2016, les droits d'Isabelle Kocher au titre de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations et à cotisations définies ont été gelés au moment de la suspension de son contrat de travail, soit au 31 décembre 2014.

Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies conduiraient sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux.

Par ailleurs, lors de sa séance du 10 mars 2016, le Conseil d'Administration a décidé de mettre en place un nouveau système de retraite supplémentaire pour Isabelle Kocher dans lequel l'entreprise ne garantit plus 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 l'année considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Dans la détermination des paramètres de ce dispositif, le Conseil d'Administration a été animé par la volonté de ne pas pénaliser Isabelle Kocher par rapport à sa situation actuelle ni de créer un avantage nouveau. Le Conseil d'Administration a décidé dans ce cadre de verser un abondement de 366 091 euros au titre de l'exercice 2015. Cet abondement est soumis aux cotisations sociales déplafonnées selon les règles en vigueur.

Ce système permet, sans porter préjudice aux droits au titre des régimes collectifs correspondant à la période d'activité salariée antérieure à une suspension du contrat de travail qui sont gelés et préservés, d'assurer à Isabelle Kocher une couverture dédiée à la retraite correspondant à l'importance de ses responsabilités de dirigeant mandataire social. Cette politique a vocation à s'appliquer à tout cadre dirigeant qui serait promu dirigeant mandataire social exécutif à la tête du Groupe et dont le contrat de travail sera suspendu.

Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire pour Isabelle Kocher, Directeur Général, les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016 lorsqu'Isabelle Kocher était Directeur Général Délégué. Ainsi, les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail intervenue le 31 décembre 2014 resteront gelés et préservés, ce qui implique de maintenir son contrat de travail suspendu. De même, le dispositif d'abondement dédié à la retraite et ses paramètres ont été confirmés. Au titre de l'exercice 2016, l'abondement s'est élevé à 406 762 euros. Au titre de l'exercice 2017, l'abondement s'est élevé à 438 632 euros. Au titre de l'exercice 2018, l'abondement s'élève à 410 440 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019.

4.1.4.1.5 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
Gérard Mestrallet	Non	voir 4.1.4.1.4	Non	Non
Président (jusqu'au 18 mai 2018)				
Jean-Pierre Clamadieu	Non	Non	Non	Non
Président (depuis le 18 mai 2018)				
Isabelle Kocher	Oui			
Directeur Général	(suspendu)	voir 4.1.4.1.4	cf. ci-dessous	Non

Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Il 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 fixe de l'année en cours majorée de la dernière part variable versée. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et 7 mois. Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE et qu'aucune indemnité n'est due au titre de clauses de non-concurrence.

4.1.4.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions. S'agissant de ses droits en matière de retraite, ils sont mentionnés à la Section 4.1.4.1.4

	2018		2017	
(en euros)	**Montants dus au titre de 2018**	**Montants versés en 2018**	**Montants dus au titre de 2017**	**Montants versés en 2017**
Jean-Pierre Clamadieu				
Président (depuis le 18 mai 2018)				
Rémunération fixe	217 339	217 339	0	0
Rémunération variable	0	0	0	0
Abondement dédié à la retraite	0	0	0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	0	0	0	0
TOTAL	**217 339**	**217 339**	**0**	**0**

	2018		2017	
(en euros)	**Montants dus au titre de 2018**	**Montants versés en 2018**	**Montants dus au titre de 2017**	**Montants versés en 2017**
Isabelle Kocher				
Directeur Général				
Rémunération fixe	1 000 000	1 000 000	1 000 000	1 000 000
Rémunération variable	641 760	754 530	754 530	661 187
Abondement dédié à la retraite	410 440	438 632	438 632	406 762
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	6 012	6 012	6 012	6 012
TOTAL	**2 058 212**	**2 199 174**	**2 199 174**	**2 073 961**

4.1.4.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions.

(en euros)	**2018**	**2017**
Jean-Pierre Clamadieu		
Président *(depuis le 18 mai 2018)*		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	217 339	0
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	**217 339**	**0**

(en euros)	**2018**	**2017**
Isabelle Kocher		
Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 058 212	2 199 174
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	789 600	730 880
TOTAL	**2 847 812**	**2 929 974**

La valorisation des Unités de Performance, 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, d'une durée d'acquisition de trois ans et d'une durée de vie estimée à 4,5 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 et de 7,84 euros au titre de 2019.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des Unités de Performance (plusieurs années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes.

4.1.4.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2018 à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis au vote des actionnaires

Conformément à l'article L. 225-100 II du Code de commerce, l'Assemblée Générale des actionnaires du 17 mai 2019 statuera sur les éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature versés ou attribués au titre de l'exercice 2018 à Jean-Pierre Clamadieu, Président du Conseil d'Administration et Isabelle Kocher, Directeur Général.

L'article R. 225-29-1 du Code de commerce prévoit que les éléments composant la rémunération totale et les avantages de toute nature sont les suivants :

- les jetons de présence ;
- la rémunération fixe annuelle ;
- la rémunération variable annuelle ;
- la rémunération variable pluriannuelle ;
- les attributions d'options de souscription ou d'achat d'actions ;
- les attributions gratuites d'actions ;
- les rémunérations exceptionnelles ;
- les rémunérations, indemnités ou avantages dus ou susceptibles d'être dus à raison de la prise de fonction ;
- les engagements mentionnés aux premier et sixième alinéas de l'article L. 225-42-1 du Code de commerce ;
- les éléments de rémunération et des avantages de toute nature dus ou susceptibles d'être dus à l'une des personnes mentionnées au premier alinéa de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce, au titre de conventions conclues, directement ou par personne interposée, en raison de son mandat, avec la société dans laquelle le mandat est exercé, toute société contrôlée par elle, au sens de l'article L. 233-16 du Code de commerce, toute société qui la contrôle, au sens du même article, ou encore toute société placée sous le même contrôle qu'elle, au sens de cet article ;
- tout autre élément de rémunération attribuable en raison du mandat ;
- les avantages de toute nature.

Les éléments de rémunération variables ou exceptionnels dont le versement a été conditionné à l'approbation par une Assemblée Générale Ordinaire ne peuvent être versés qu'après approbation de la rémunération par une Assemblée Générale des éléments de rémunération de la personne concernée.

Il est rappelé que Gérard Mestrallet, Président du Conseil jusqu'au 18 mai 2018, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions en 2018.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE 2018 À MONSIEUR JEAN-PIERRE CLAMADIEU, PRÉSIDENT DU CONSEIL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	217 339 €	La rémunération fixe de Jean-Pierre Clamadieu s'élève à 350 000 € pour une année complète, soit 217 339 € pour la période du 18 mai 2018 au 31 décembre 2018.
Rémunération variable annuelle	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable annuelle
Abondement dédié à la retraite	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	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	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	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonction.
Régime de retraite supplémentaire	Néant	Jean-Pierre Clamadieu ne bénéficie d'aucun régime de retraite supplémentaire
Avantages de toute nature	Néant	Jean-Pierre Clamadieu n'a pas bénéficié d'un véhicule de fonction.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE 2018 À MADAME ISABELLE KOCHER, DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	1 000 000 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher a été fixée à 1 000 000 €.
Rémunération variable annuelle	641 760 €	La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de 2018 versée en 2019 se décompose en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le free cash flow, le ROCE et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantifiables pour 2018 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 7 mars 2018. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été en substance les suivants : 1- **Développer des relais de croissance durable** (40%) • Poursuivre et renforcer la croissance organique à partir des offres existantes et au travers du développement de nouvelles compétences et solutions pour les clients. • Contribuer à la croissance via des acquisitions sur les métiers BtoB, BtoT et high technologies. 2- **Préparer les options post 2025 en Belgique** (20%) 3- **RSE, mettre l'accent sur la responsabilité sociale d'employeur** (20%) • Faire de l'engagement et de l'adhésion des salariés l'un des principaux leviers de la transformation et de la performance du Groupe (baromètre social). • Poursuivre l'adaptation des compétences internes pour répondre aux besoins de l'organisation et des solutions clients. • Ancrer les nouvelles pratiques managériales et l'agilité de l'organisation dans la culture du Groupe. 4- **Développer la feuille de route Digital & Innovation** (10%) • Définir la stratégie du plan à 3 ans et à l'horizon 2030. • Adapter l'organisation interne et les partenariats en fonction des objectifs définis. 5- **Faire de la Marque et de l'image auprès du client un élément déterminant de la transformation et de la performance du Groupe** (10%) • Poursuivre la mise en cohérence des offres commerciales avec le projet du Groupe. • Développer un programme de communication et de développement de la notoriété de la Marque. • Développer la connaissance client, CRM, et faire de la satisfaction client un levier de changement de culture (NPS : Net Promoter Score). Lors de sa séance du 27 février 2019, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a : • constaté que le taux de réussite des critères quantifiables s'élève à 85,46%(1) ; • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 101,00%. Compte tenu des pondérations respectives des critères quantifiables (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le *taux global* de réussite à 91,68%. Le montant de la part variable au titre de 2018 s'élève dès lors à 641 760 euros. Il ne sera versé à Isabelle Kocher que sous condition du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019.
Abondement dédié à la retraite	410 440 €	Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire le dispositif d'abondement dédié à la retraite dont Isabelle Kocher bénéficiait lorsqu'elle était Directeur Général Délégué. Dans ce 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. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Au titre de 2018, cet abondement est de 410 440 euros, versé sous réserve du vote favorable des actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 17 mai 2019.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 82,52% ; ROCE (1/6) : 94,06% ; Free cash flow (1/6) : 105,51% ; Dette nette (1/6) : 65,63%

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Isabelle Kocher ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Isabelle Kocher ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Isabelle Kocher ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Valorisation[1] : 789 600 €	Sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration du 7 mars 2018 a décidé d'attribuer 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher au titre de 2018. Le Conseil d'Administration du 6 décembre 2011 a déterminé que la valeur à l'octroi de cet élément de rémunération ne doit pas dépasser 40% de la rémunération globale cible.
Indemnité de prise ou de cessation de fonctions	Néant	Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Cette recommandation, qui ne vise pas les Directeurs généraux délégués, s'applique en revanche aux Directeurs généraux. Lors de la nomination d'Isabelle Kocher comme Directeur Général, précédemment Directeur Général Délégué, le Conseil d'Administration a néanmoins estimé qu'il convenait de maintenir suspendu le contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contre-productive. Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. 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. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et 7 mois. Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE et qu'aucune indemnité n'est due au titre de clauses de non-concurrence.

(1) Cf. Note sur cette valorisation théorique à la Section 4.1.4.1.7

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Régime de retraite supplémentaire	Néant	En complément des droits à retraite des régimes obligatoires, Isabelle Kocher a bénéficié jusqu'au 31 décembre 2014 des régimes collectifs de retraites supplémentaires de l'ex-groupe SUEZ dont elle est devenue salariée en 2002, qui comprennent un régime à cotisations définies et un régime à prestations définies. S'agissant du régime à cotisations définies (article 83), l'assiette est la rémunération brute annuelle et les taux de cotisations sont : 5% Tranche A (une fois le plafond annuel de la sécurité sociale), 8% Tranche B (entre plafond annuel et quatre plafonds de la Sécurité sociale), 8% Tranche C (entre quatre et huit plafonds de la Sécurité sociale). Le régime à prestations définies (article 39) relève de l'article L. 137-11 du Code de la Sécurité sociale. Il est géré par la Société ENGIE Management Company, filiale française à 100% d'ENGIE. Sont bénéficiaires de ce régime l'ensemble des cadres et mandataires sociaux au sein d'ENGIE Management Company, qui sont inscrits au régime de Sécurité sociale français et qui remplissent les 3 conditions cumulatives suivantes : (i) avoir perçu une rémunération brute supérieure au plafond de la Tranche B des cotisations du régime de retraite complémentaire des cadres AGIRC, soit au-delà de quatre fois le plafond annuel de la Sécurité sociale, (ii) avoir achevé leur carrière dans une des sociétés du Groupe et (iii) avoir liquidé au moins un régime de retraite de base. L'assiette de calcul de la rente est la rémunération brute perçue au cours de l'année considérée, plafonnée à 50 fois le plafond de la Sécurité sociale. La rémunération est celle entrant dans l'assiette de cotisations sociales telle que définie par l'article L. 242-1 1er alinéa du Code de la sécurité sociale. Ce régime prévoit le versement d'une rente égale à la somme des éléments annuels de rente calculés sur 2% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre quatre et huit fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche C) et de 4% de la partie de la rémunération brute annuelle comprise entre huit et cinquante fois le plafond de la Sécurité sociale (désignée Tranche D), diminuée du régime à cotisation définie précitée calculée sur la Tranche C de la rémunération. Pour une carrière de minimum 10 ans dans le régime la rente totale ne peut être inférieure à 20% de la Tranche C de la rémunération moyenne des cinq dernières années majorée de 30% de la Tranche D de cette même rémunération ni supérieure à 30% de la Tranche C majorée de 40% de la Tranche D. Si la durée de présence est inférieure à 10 ans, les droits correspondants sont calculés au prorata de la présence effective. Les droits au titre du régime à prestations définies sont «aléatoires» car ils sont subordonnés à la présence du salarié au sein du Groupe au moment de la liquidation de sa pension au titre d'un régime légalement obligatoire d'assurance vieillesse. Le financement de ces régimes est à la charge de la société ENGIE Management Company qui verse des primes à un organisme d'assurance tiers au Groupe avec lequel cette société a contracté pour lui confier la gestion des retraites, calculer les provisions mathématiques des rentes et assurer leur service. Les charges sociales associées à charge de l'entreprise s'élèvent à 24%. Conformément aux délibérations du Conseil d'Administration du 10 mars et du 3 mai 2016, les droits d'Isabelle Kocher au titre de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations et à cotisations définies ont été gelés au moment de la suspension de son contrat de travail, soit au 31 décembre 2014. Les droits accumulés de 2002 à 2014 au titre du régime collectif à prestations définies conduiraient sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière à une rente annuelle de retraite à l'âge de 65 ans estimée, à la clôture de l'exercice 2015, à 145 456 euros, avant prélèvements fiscaux et sociaux.
Avantages de toute nature	6 012 €	Isabelle Kocher bénéficie d'un véhicule de fonction.

Il est rappelé qu'au titre de l'exercice 2015, Isabelle Kocher s'était vue attribuer 61 121 Unités de Performance (UP). Lors de sa séance du 27 février 2019, le Conseil d'Administration a constaté que le taux de réussite des conditions de performance assortissant celles-ci s'élève à 33,33% [1] soit 20 374 UP. Au 15 mars 2019, le cours de l'action ENGIE sous-jacente s'élevait à 13,26 euros par action. Isabelle Kocher disposera d'un délai de 3 ans jusqu'au 14 mars 2022 pour exercer celles-ci. En cas d'exercice, elle devra réinvestir en actions ENGIE 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'actions ENGIE soit l'équivalent deux années de rémunération fixe.

(1) L'acquisition finale dépendait d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers : - TSR (Total Shareholder Return : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport à celui des sociétés de l'indice sectoriel Eurostoxx Utilities (Eurozone) sur la période décembre 2018-janvier 2019 par rapport à novembre-décembre 2015; - RNRPG pour les exercices 2017 et 2018 par rapport au RNRPG cible du budget de ces mêmes exercices (au pro forma); - ROCE 2018 par rapport au ROCE cible 2018 du plan d'affaires à moyen terme (PAMT) présenté au Conseil d'Administration le 24 février 2016. Seul le critère relatif au RNRPG est atteint, ce qui conduit à un taux de réussite de 33,33%.

4.1.4.1.9 Principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables aux dirigeants mandataires sociaux en raison de leur mandat

Rémunération du Président du Conseil au titre de 2019

Sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a lors de sa séance du 27 février 2019 arrêté les principes et critères de détermination, de répartition et d'attribution des éléments fixes, variables et exceptionnels composant la rémunération totale et les avantages de toute nature, attribuables au Président du Conseil en raison de son mandat au titre de l'exercice 2019.

La rémunération du Président du Conseil d'Administration comprend une rémunération fixe annuelle. Elle ne comprend aucune rémunération variable annuelle ou pluriannuelle ni aucun dispositif d'intéressement à long terme.

Le Conseil d'Administration a décidé de porter la rémunération annuelle fixe de 350 000 euros à 450 000 euros *prorata temporis* à compter du 2 mars 2019, date à laquelle prennent fin les fonctions de dirigeant exécutif de Jean-Pierre Clamadieu au sein d'une autre Société.

Conformément à la politique actuelle, les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent pas de jeton de présence en raison de leur participation aux travaux du Conseil et de ses Comités.

Le Président du Conseil bénéficie d'une couverture prévoyance et, à compter du 4 mars 2019, d'une couverture frais de santé.

Il peut bénéficier d'un véhicule de fonction.

Rémunération du Directeur Général au titre de 2019

Sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 27 février 2019, décidé de maintenir inchangés les différents paramètres constituant la politique de rémunération du Directeur Général.

Cette politique sera soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 17 mai 2019, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce.

Cette politique, qui est revue annuellement par le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, s'appuie notamment sur des études spécifiques réalisées par un cabinet externe spécialisé dans ce domaine.

Dans ses recommandations au Conseil d'Administration, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance veille à proposer une politique de rémunération en conformité avec les pratiques des grands groupes internationaux comparables pour des positions similaires, sur la base d'un benchmark réalisé par un cabinet externe comprenant des sociétés du CAC40, de l'Eurostoxx 50 (à l'exclusion des sociétés du secteur financier) et de l'Eurostoxx Utilities.

Des critères de performance quantifiables et qualitatifs précis et exigeants sont fixés tant pour la rémunération variable que pour l'intéressement à long terme et contribuent à maintenir un lien entre la performance du Groupe et la rémunération du Directeur Général dans une perspective de court, moyen et long terme.

La rémunération du Directeur Général comprend une part fixe, une part variable annuelle et une part incitative à long terme.

La part fixe est revue chaque année. Elle demeure inchangée sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, 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. Elle est assortie de criteres cohérents avec l'évaluation faite annuellement de la performance du Directeur Général et avec la stratégie de l'entreprise. Elle est assortie à hauteur de 60% de critères quantifiables visant à rémunérer la performance économique et 40% de critères qualitatifs. Parmi les critères qualitatifs, figure au moins un objectif en matière de responsabilité sociale, sociétale et environnementale. Une sous-pondération est établie au sein des objectifs quantifiables et qualitatifs.

La part incitative à long terme prend la forme d'Unités de Performance, soumises à des conditions de performance comparables à celles assortissant les plans d'Action de Performance dont ne bénéficient pas les dirigeants mandataires sociaux de la Société. Ces conditions de performance sont exclusivement quantifiables et comportent au moins une condition externe portant sur l'évolution relative du *Total Shareholder Return* (performance boursière, dividende réinvesti) et une condition interne portant sur la création de valeur. Elle vise à inciter le dirigeant à inscrire son action dans le long terme ainsi qu'à le fidéliser et à favoriser l'alignement de ses intérêts avec l'intérêt social de l'entreprise et l'intérêt des actionnaires. Cette part ne peut à l'attribution initiale représenter plus de 40% de la rémunération globale du dirigeant. En cas d'exercice des Unités de Performance, le Directeur Général devra réinvestir une quote-part du produit de l'exercice dans l'acquisition d'actions de la Société jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention d'un portefeuille d'actions correspondant à deux années de rémunération fixe.

Le versement des éléments de rémunération variables et exceptionnels au titre de 2019 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2020. Sont ainsi visés la part variable annuelle et l'abondement destiné à financer la retraite du Directeur Général au titre de 2020 dont le versement n'interviendra qu'à l'issue du vote favorable lors de l'Assemblée Générale précitée.

Enfin, le Directeur Général continuera à bénéficier 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 déjà la part variable liée aux résultats du Groupe. Le Directeur Général continuera également à bénéficier de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants afin de bénéficier de conditions de protection sociale conforme au marché.

Le Directeur Général, qui est administrateur, ne perçoit pas de jetons de présence au titre de sa participation au Conseil d'Administration.

En application de ces principes, la rémunération fixe au titre de 2019 du Directeur Général, demeure inchangée et s'établit à 1 000 000 euros.

La rémunération variable cible qui sera versée en 2020 au titre de l'exercice 2019 demeure également inchangée et s'élève à un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération fixe et est plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La rémunération variable au titre de 2019 est décomposée en deux parties : une partie quantifiable (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantifiable, les paramètres retenus sont pour une moitié le RNRPG par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, le ROCE et la dette nette économique (chacun pour un sixième). Par rapport à 2018, le critère de la dette nette financière a été remplacé par celui de la dette nette économique parmi les critères quantifiables assortissant la part variable annuelle.

Les objectifs cibles quantifiables pour 2019 ont été calés par rapport au budget du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 27 février 2019. Le Conseil d'Administration du 27 février 2019 a également arrêté et pondéré les objectifs qualitatifs au titre de 2019 qui, dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, ne seront rendus publics qu'en 2020.

Enfin, le Conseil d'Administration a arrêté une part incitative à long terme sous la forme de l'attribution de 120 000 unités de performance au titre de 2019. Les Unités de Performance seront définitivement acquises après quatre ans le 15 mars 2023, le Directeur Général ayant ensuite 3 ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles. L'acquisition en 2023 de ces unités de performance dépendra de la réalisation d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers : une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2021 et 2022, une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2021 et 2022 et une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au «Total Shareholder Return» (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence. Les conditions internes sont calées par rapport aux objectifs fixés dans le Plan d'Affaires à Moyen Terme (PAMT).

Le panel de référence est composé de EDF, EDP, E.ON, Innogy, RWE, ENEL, Iberdrola, Naturgy (ex Gas Natural), Spie et Uniper (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique, à l'exception des sociétés E.ON, Innogy, RWE et Uniper qui sont comptabilisées pour une demi-part pour les besoins de pondération.

Les pentes des conditions de performance des Unités de Performance seront les suivantes : pour un résultat égal ou inférieur à 80% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à zéro. Pour un résultat égal ou supérieur à 100% de l'objectif, le taux de réussite sera égal à 100%. La progression entre les deux bornes sera linéaire.

Par ailleurs, le Directeur Général continuera à bénéficier d'un système de retraite supplémentaire à cotisations définies dans les conditions précitées ainsi que de la protection des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé des cadres dirigeants.

Il est au surplus rappelé que le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Lors de la nomination d'Isabelle Kocher comme Directeur Général, précédemment Directeur Général Délégué, le Conseil d'Administration a néanmoins estimé qu'il convenait de maintenir suspendu le contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contre-productive.

Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher ne prévoit pas d'indemnités de non-concurrence ou de départ particulier. 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. L'ancienneté d'Isabelle Kocher lors de sa nomination comme Directeur Général le 3 mai 2016 était de 13 ans et sept mois.

Il est rappelé qu'aucun système de versement de prime d'arrivée ou de départ en faveur des dirigeants mandataires sociaux n'est en vigueur au sein d'ENGIE.

Enfin, le Directeur Général bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.1.4.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité Exécutif) (1)

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 2018 au titre de 2017 et payées en 2017 au titre de 2016.

La part variable versée en 2019 au titre de l'exercice 2018 est déterminée pour 65% sur des critères économiques (RNRPG) et pour 35% sur des critères qualitatifs focalisés sur la réussite de la transformation du Groupe.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITÉ EXÉCUTIF)

(en euros)	**2018**	**2017**
Fixe	5 490 771	5 371 720
Variable	6 469 559	4 255 522
TOTAL	**11 960 330**	**9 627 242**
Nombre de membres	11	11

(1) Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'anneé considérée

4.1.4.3 Provision de retraites

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 29,1 millions d'euros au 31 décembre 2018, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés.

Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement dédiés aux engagements de retraite d'une population déterminée.

4.1.4.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants

4.1.4.4.1 Les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale des actionnaires

Sur proposition du Conseil d'Administration, l'Assemblée Générale fixe le montant global de l'enveloppe annuelle des jetons de présence, 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 arrêté les règles de répartition de l'enveloppe annuelle fixée par l'Assemblée Générale du 16 juillet 2008 de Gaz de France d'un montant de 1,4 million d'euros, selon un système de distribution individuelle des jetons de présence, 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 la recommandation de l'article 20.1 du Code Afep-Medef.

Les règles de répartition sont rappelées ci-après, étant précisé que les dirigeants mandataires sociaux ne perçoivent aucun jeton de présence au titre de leur participation au Conseil d'Administration.

RÈGLES DE RÉPARTITION DES RÉMUNÉRATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Administrateur		Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	50 000 euros, si 100% de présence
Comité d'Audit	Président	Part fixe	15 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	40 000 euros, si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	20 000 euros, si 100% de présence
CSIT	Président	Part fixe	10 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	25 000 euros, si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
CEEDD	Président	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	20 000 euros, si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence
CNRG	Président	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	20 000 euros, si 100% de présence
	Membre du Comité	Part fixe	5 000 euros par an
		Part variable liée à la présence	15 000 euros, si 100% de présence

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2018, 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.

MONTANT DES RÉMUNÉRATIONS VERSÉES AUX ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

En euros	**Exercice 2018 (1)**	**Exercice 2017 (1)**
Ann-Kristin Achleitner	90 000 (2)	83 000 (2)
Edmond Alphandéry	119 429 (3)	125 000 (4)
Fabrice Brégier	78 095 (3)	60 950 (3)
Aldo Cardoso	96 944 (2) (7)	128 450 (2)
Patrice Durand	60 825 (3) (5)	24 500 (3) (5)
Catherine Guillouard	0	14 508 (3) (6)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	66 027 (3) (5)	22 200 (3) (5)
Barbara Kux	81 429 (2)	77 750 (2)
Françoise Malrieu	133 182 (3)	135 000 (3)
Ross McInnes	60 000 (4)	0
Marie-José Nadeau	140 000 (2)	110 000 (2)
Lord Ricketts of Shortlands	85 000 (2)	85 000 (2)
TOTAL	**1 010 931**	**866 358**

(1) Les jetons de présence dus au titre d'un exercice sont versés au cours de l'exercice concerné
(2) Avant déduction de la retenue à la source qui frappe les jetons de présence versés aux Administrateurs résidant hors de France
(3) Avant déduction de la retenue à la source relative aux prélèvements fiscaux et sociaux
(4) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 18 mai 2018
(5) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé
(6) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé jusqu'à sa nomination le 2 août 2017 comme Présidente-Directrice Générale de la RATP
(7) En sa qualité de Président du Conseil d'Administration depuis le 15 juin 2018 de la Société Monégasque de l'Electricité et du Gaz (SMEG), filiale détenue à 63,9% par ENGIE, Aldo Cardoso a perçu de la SMEG 14 827 euros à titre de jetons de présence

4.1.4.4.2 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 et les Administrateurs, du secteur public, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Lucie Muniesa (jusqu'au 30 octobre 2018), Catherine Guillouard et Stéphane Pallez (jusqu'au 18 mai 2018), n'ont perçu, personnellement, aucune rémunération (jetons de présence ou autre) de la part de la Société ou de la part des sociétés contrôlées par la Société au titre de leur mandat en 2018. 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 des jetons de présence correspondant à leurs mandats, 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 des jetons de présence correspondant à ces mandats (209 242 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.1.4.4.3 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 (jetons de présence 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 (depuis le 18 mai 2018), Alain Beullier, Christophe Aubert, Philippe Lepage et Olivier Marquer (jusqu'au 18 mai 2018).

4.1.4.5 Information sur les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance (1)

4.1.4.5.1 Disponibilité des Actions de Performance

L'article L. 225-197-1, impose 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.

(1) Il est rappelé que depuis le 9 novembre 2017, il n'existe plus de stock-options ENGIE.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, a actualisé comme suit le dispositif préexistant :

- objectif fixé : constituer un portefeuille d'actions équivalent à 2 années de rémunération fixe pour les dirigeants mandataires sociaux 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 réinvestissement en actions ENGIE de 2/3 du produit de l'exercice des UP net d'impôt et de prélèvements sociaux, jusqu'à l'atteinte de l'objectif de détention (deux années de rémunération fixe) visé ci-dessus.

4.1.4.5.2 Plans d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2018

Autorisation de l'Assemblée Générale du 12 mai 2017

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 12 mai 2017 a décidé, dans sa dix-septième résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur des salariés et/ou mandataires sociaux de la Société et/ou 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 2017 (Conseil du 7 mars 2018)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 7 mars 2018, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 12 mai 2017, 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, relatif 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 2017, figurent en pages 152 et suivantes du Document de Référence 2017 déposé auprès de l'AMF le 28 mars 2018.

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 vingt-neuvième résolution, d'autoriser le Conseil d'Administration à l'effet de procéder à des attributions gratuites d'actions en faveur de certains salariés et/ou mandataires sociaux des sociétés du Groupe (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.

(1) Plafond de 0,75% commun avec celui de la seizième résolution, portant à la fois sur une attribution gratuite d'actions au profit de l'ensemble des salariés du Groupe, et sur une attribution (équivalente à un abondement) aux salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe

Plans d'attribution d'Actions de Performance au titre de 2018 (Conseils du 11 décembre 2018 et du 27 février 2019)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 11 décembre 2018, 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 5 022 060 titres en faveur de 6 989 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 11/12/ 2018 au 14/03/2022 (2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Condition de présence *(contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)*	Au 14/03/2022 (2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Date d'acquisition définitive	15/03/2022 (2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique)
Période de conservation *(obligatoire, sauf décès et invalidité)*	Pas de période de conservation (sauf pour les principaux dirigeants en France et en Belgique, pour qui la période de conservation court du 15/03/2022 au 14/03/2023), pas de conservation si acquisition en 2023
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2022, et pour les principaux dirigeants à partir du 15/03/2023
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 2020 et 2021 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 2020 et 2021 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, Gas Natural, Iberdrola, Innogy, Spie, Uniper et RWE [1] sur la période décembre 2021-janvier 2022 par rapport à novembre-décembre 2018 [2] Une seule et unique pente de performance est d'application pour les 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 résultats intermédiaires *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 principaux dirigeants du Groupe et à la première tranche de 150 actions de tous autres bénéficiaires.

(1) Chacune des sociétés composant le panel de référence reçoit 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

(2) 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 2021-janvier 2022 par rapport à novembre-décembre 2018

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 27 février 2019 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, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 82 personnes au sein de l'activité *Trading*, pour un nombre total de 187 674 Actions de Performance ENGIE. Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 27/02/2019 au 14/03/2021 pour environ la moitié des titres
	Du 27/02/2019 au 14/03/2022 pour les titres restants
Condition de présence	Au 14/03/2021 pour environ la moitié des titres
(Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle)	Au 14/03/2022 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2021 pour environ la moitié des titres
	Le 15/03/2022 pour les titres restants
Période de conservation	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2021 pour environ la moitié des titres
	À partir du 15/03/2022 pour les titres restants
Conditions de performance	▪ Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2020 pour environ la moitié des titres
	▪ Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2021 pour les titres restants

4.1.4.6 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.1.4.6.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2018 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Néant

4.1.4.6.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2018

Néant

4.1.4.6.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2013		2014		2015
Au titre de l'année :	**Plan 2013**	**Plan 2014**	**Plan Traders 2014**	**Plan 2015**	**Plan Traders 2015**
Date de l'AG d'autorisation	23/04/2013	28/04/2014	28/04/2014	28/04/2015	28/04/2014
Date du CA de décision	11/12/2013	10/12/2014	25/02/2015	16/12/2015	24/02/2016
Valeur de l'action en euros [1]	7,6	12,1	14,7	9,8	10,2
Début de la période d'acquisition [2]	11/12/2013	10/12/2014	25/02/2015	16/12/2015	24/02/2016
Fin de la période acquisition	14/03/2017 [3]	14/03/2018 [6]	14/03/2017 [5] 14/03/2018 [5]	14/03/2019 [9]	14/03/2018 [5] 14/03/2019 [5]
Début de la période de conservation	15/03/2017 [3]	15/03/2018 [6]	15/03/2019 [5] 15/03/2020 [5]	15/03/2019 [9]	15/03/2020 [5] 15/03/2021 [5]
Fin de la période de conservation	15/03/2019 [3]	15/03/2020 [6]	15/03/2019 [5] 15/03/2020 [5]	15/03/2021 [9]	15/03/2020 [5] 15/03/2021 [5]
Conditions associées	[4]	[7]	[8]	[10]	[11]
Droits en acquisition au 31/12/2017	128 069	3 253 825	65 732	3 257 555	132 529
Actions acquises du 01/01/2018 au 31/12/2018	127 515	1 118 579	64 310	4 410	62 498
Droits annulés du 01/01/2018 au 31/12/2018	554	1 673 006	1 422	94 580	8 653
Solde des droits au 31/12/2018	0	462 240	0	3 158 565	61 378

(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 France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15 mars 2017 au 14/03/2019 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2019 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2018 sans période de conservation
(4) Pour 519 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2015 et 2016, 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) – condition remplie à 42,61% ; pour 6 356 bénéficiaires, condition simple 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) – condition remplie à 0%
(5) Pour la moitié des titres
(6) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2018 au 14/03/2020 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2020 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2019 sans période de conservation
(7) Pour tous les bénéficiaires, une double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2016 et 2017, 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). Double condition remplie 50%
(8) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2016 pour 50% (condition intégralement remplie) et BAI ENGIE Global Markets 2017 pour 50% (condition intégralement remplie)
(9) 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
(10) 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)
(11) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2017 pour 50% (condition intégralement remplie) et BAI ENGIE Global Markets 2018 pour 50% (condition intégralement remplie)
(12) 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

2016			2017		2018
Plan 2016	**Plan Traders 2016**	**Plan 2017**	**PlanTraders 2017**	**Plan 2018**	**Plan Traders 2018**
03/05/2016	03/05/2016	12/05/2017	12/05/2017	18/05/2018	18/05/2018
14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	07/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
8,44	9,89	11,64	10,79	9,36	11,41
14/12/2016	01/03/2017	13/12/2017	01/03/2018	11/12/2018	27/02/2019
14/03/2020 [13]	14/03/2019 [5] 14/03/2020 [5]	14/03/2021 [16]	14/03/2020 [5] 14/03/2021 [5]	14/03/2022 [21]	14/03/2022 [5] 14/03/2023 [5]
néant [14]	néant	néant [17]	néant	néant [22]	néant
néant [14]	néant	néant [18]	néant	néant [23]	néant
[14]	[15]	[19]	[20]	[24]	[25]
5 210 610	148 679	5 278 045	135 583	néant	néant
5 200	0	3 650	néant	néant	néant
100 330	13 739	136 180	2 398	0	néant
5 105 080	134 940	5 138 215	133 185	5 022 660	

(13) Pour les principaux dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique

(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 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, Gas Natural, Iberdrola et RWE

(15) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%

(16) 14/03/2022 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique

(17) 15/03/2021 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(18) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(19) 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, 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

(20) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2019 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2020 pour 50%

(21) 14/03/2023 pour les principaux dirigeants hors France et Belgique

(22) 15/03/2022 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(23) 15/03/2023 pour les principaux dirigeants en France et en Belgique

(24) 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, 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

(25) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets 2020 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2021 pour 50%

4.1.4.6.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2018

Plan	ENGIE 13/02/2006	ENGIE 12/02/2007	ENGIE 16/07/2007	ENGIE 01/06/2008	ENGIE 12/11/2008	ENGIE 13 /01/2011
Conditions	ROCE 2007	ROCE 2008	Néant [1]	Néant [1]	EBITDA 2010	EBIDTA 2013 (1/3) TSR (1/3) ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition [2]	15/03/2008	15/03/ 2009 [3]	16/07/2009	01/06/2010	15/03/2011 [3]	15/03/2014 [3]
Droits en cours d'acquisition	0	0	0	0	0	0
Actions acquises	2 000 [4]	3 186 [5]	15	10	3 469 [6]	12 711 [6]
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	01/06/2012	15/03/2013	15/03/2016

(1) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés
(2) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence
(3) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit «Balladur» de conservation (cf. Section 4.1.4.5.1)
(4) Ces 2 000 titres SUEZ sont devenus, suite à la distribution de 65% de SUEZ Environnement Company et la fusion avec Gaz de France : 1 890 actions ENGIE ; 500 actions SUEZ Environnement Company et 20 actions SUEZ («rompus») donnant droit à des actions ENGIE (indemnisées en août 2010 en conformité avec le prospectus de fusion entre SUEZ et Gaz de France)
(5) Condition remplie
(6) Condition partiellement remplie

4.1.4.6.5 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2018

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.

4.1.4.7 Actions de Performance consenties durant l'exercice 2018 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
520 000	8,95	ENGIE	11/12/2018

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés

4.1.4.8 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2018

	Date de la transaction	Type de la transaction	Instrument financier	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Gérard Mestrallet	15 mars 2018	Acquisition	Unités de performance [1]	50 000	[2]	[2]
Isabelle Kocher	15 mars 2018	Acquisition	Actions [3]	17 500	[4]	[4]
Pierre Chareyre	15 mars 2018	Acquisition	Actions [3]	4 000	[4]	[4]
Shankar Krishnamoorthy	15 mars 2018	Acquisition	Actions [5]	2 812	[4]	[4]
Didier Holleaux	15 mars 2018	Acquisition	Actions [3]	4 000	[4]	[4]
Etat	31 juillet 2018	Cession	Actions	11 111 111	13,65	151 666 665
Paulo Almirante	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	25 750 [7]
Pierre Chareyre	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	25 000 [7]
Pierre Deheunynck	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	24 850 [7]
Judith Hartmann	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	21 150 [7]
Didier Holleaux	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	10 450 [7]
Shankar Krishnamoorthy	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	20 000 [7]
Yves Le Gélard	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	35 850 [7]
Pierre Mongin	2 août 2018	Souscription	Parts de FCPE [6]	-	[7]	21 150 [7]

(1) Acquisition d'unités de performance attribuées au titre de l'exercice 2014
(2) Dès lors que les Unités de Performance sont exerçables leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action ENGIE. Au 15 mars 2018, le cours de bourse de l'action ENGIE s'élevait à 13,38 euros
(3) Participation au plan d'actionnariat salarié Link 2018
(4) Dès lors que les actions Performance sont acquises, leur valeur brute est corrélée au cours de bourse de l'action ENGIE étant précisé qu'il convient d'appliquer une décote liée à l'incessibilité pendant 2 ans jusqu'au 15 mars 2020. Au 15 mars 2018, le cours de bourse de l'action ENGIE s'élevait à 13,38 euros
(5) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2013
(6) Acquisition d'actions de performance attribuées au titre de l'exercice 2014
(7) Parts de FCPE investi en actions ENGIE. Le prix de référence des actions ENGIE avant décote s'est élevé à 13,65 euros par action. Pour les formules d'investissement avec incessibilité de 5 ans, le prix après décote de 20% s'est élevé à 10,92 euros par action. Pour la formule d'investissement avec incessibilité de 10 ans, le prix après décote de 30% s'est élevé à 9,56 euros par action. Les montants d'investissements mentionnés incluent le cas échéant l'abondement versé par l'entreprise

4.1.5 Informations complémentaires en matière de gouvernement d'entreprise

4.1.5.1 Conventions et engagements réglementés et transactions avec les parties liées

Le rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements règlementés visés aux articles L.225-38 et suivants du Code de commerce au titre de l'exercice 2018 figure à la Section 4.1.7 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 25 des Comptes consolidés (Section 6.2).

4.1.5.2 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

A 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.

4.1.5.3 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, réunis en Assemblée Générale Mixte le 18 mai 2018, ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

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
7e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	18 mois (jusqu'au 17 novembre 2019)	Prix maximum d'achat : 30 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 7,3 milliards d'euros	ENGIE détenait 0,98% de son capital au 31 décembre 2018	9,02% du capital
13e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions [1] [3] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
14e	Émission, avec suppression, par voie d'offre au public, du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de toutes valeurs mobilières donnant accès au capital de la Société et/ou de filiales, et/ou émission de valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créance (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions [1] [2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
15e	Émission, avec suppression, dans le cadre d'un placement privé au profit d'investisseurs qualifiés ou au profit d'un cercle restreint d'investisseurs, du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières diverses donnant accès au capital de la Société, dans le cadre d'une offre visée à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions [1] [2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] représentatives de créances	Néant	Intégralité de l'autorisation
16e	Augmentation du nombre de titres ou valeurs mobilières à émettre en cas d'émissions de titres réalisées en application des 13e, 14e et 15e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale, avec ou sans droit préférentiel de souscription, par voie d'offre au public ou dans le cadre d'un placement privé (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	Maximum de 15% de l'émission initiale [1] [2]	Néant	Intégralité de l'autorisation
17e	Émission d'actions ordinaires et/ou de valeurs mobilières diverses en rémunération des apports de titre consentis, dans la limite de 10% du capital social, en rémunération des apports (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	225 millions d'euros pour les actions [1] [2] + 5 milliards d'euros pour les valeurs mobilières [1] 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	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
25e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	10% du capital par période de 24 mois	Réduction par annulation de 6 036 166 actions autodétenues dans le cadre de Link 2018 au 2 août 2018	9,752% du capital
26e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 17 juillet 2020)	2% du capital (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
27e	Augmentation de capital réservée à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	18 mois (jusqu'au 17 novembre 2019)	0,5% du capital (2) (3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
28e	Autorisation 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 (à l'exception des mandataires sociaux de la Société) et, d'autre part, des salariés participant à un plan d'actionnariat salarié international du Groupe	38 mois (jusqu'au 17 juillet 2021)	0,75% du capital (4)	Néant	Intégralité de l'autorisation
29e	Autorisation de procéder à l'attribution gratuite d'actions en faveur de certains salariés et mandataires sociaux des sociétés du Groupe (à l'exception des mandataires sociaux de la Société)	38 mois (jusqu'au 17 juillet 2021)	Détention maximum : 0,75% du capital (4)	Attribution le 11 décembre 2018 de 5 022 660 Actions de Performance soit 0,21% du capital au 31 décembre 2018 et le 27 février 2019 de 187 674 Actions de Performance, soit une attribution totale de 0,2139 % du capital au 27 février 2019	0,536 % du capital

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018, pour les émissions décidées au titre des 13e, 14e, 15e, 16e et 17e résolutions
(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 13e, 14e, 15e, 16e, 17e, 26e et 27e résolutions est fixé à 265 millions d'euros par la 23e résolution de l'AGM du 18 mai 2018
(3) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 27e résolution s'impute sur le plafond de 2% du capital de la 26e résolution
(4) 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

4.1.5.4 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales

Les statuts de la Société prévoient que tout actionnaire a le droit d'assister aux Assemblées Générales à condition que ses actions soient libérées des versements exigibles. Chaque action donne droit à la représentation dans les Assemblées Générales, dans les conditions légales et statutaires. La propriété d'une action emporte de plein droit adhésion aux présents statuts et à toutes décisions des Assemblées Générales des actionnaires de la Société. 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. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

Les modalités relatives à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales sont détaillées à la Section 7.1.5 «Assemblées Générales». Les dispositions afférentes aux modalités de participation des actionnaires aux Assemblées Générales et à leurs droits de vote sont précisées à la Section 7.1.3 «Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions» et dans les statuts (articles 10, 11, 12 et 20).

4.1.5.5 Informations relatives aux éléments susceptibles d'avoir une incidence en cas d'OPA ou d'OPE

Conformément à l'article L. 225-37-5 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», 4.1.1 «Organes d'administration», 4.1.1.2 «Fonctionnement du Conseil d'Administration», 4.1.4 «Rémunération et avantages des membres des organes d'administration et de direction», 4.1.5.2 «Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations», 5.2.2 «Répartition du capital», 5.2.3 «Franchissement de seuils légaux», 5.2.4 «Action spécifique» et 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.1.5.6 Mandats des Commissaires aux comptes

Commissaires aux comptes titulaires

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 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020 pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019. Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était Commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Commissaires aux comptes suppléants

AUDITEX (suppléant de Ernst & Young et Autres)

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris-La Défense 1

Auditex, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 19 mai 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

BEAS (suppléant de Deloitte & Associés)

6 place de la Pyramide, 92908 Paris-La Défense Cedex

BEAS, Commissaire aux comptes suppléant de la Société depuis le 16 juillet 2008, a été renouvelé par l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 28 avril 2014 pour une nouvelle durée de six exercices, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire annuelle qui se réunira en 2020, pour statuer sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2019.

4.1.6 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, révisé en juin 2018.

Le tableau ci-dessous présente les explications de la Société sur les recommandations du Code Afep-Medef qui ne sont pas appliquées.

Article du Code Afep-Medef	Explications
Article 21 (cessation du contrat de travail en cas de mandat social)	Le contrat de travail d'Isabelle Kocher est suspendu depuis le 1er janvier 2015. Le Code Afep-Medef indique qu'il est recommandé, lorsqu'un salarié devient dirigeant mandataire social, de mettre fin au contrat de travail qui le lie à la Société. Après avoir nommé Isabelle Kocher Directeur Général lors de sa séance du 3 mai 2016, le Conseil d'Administration a estimé qu'il convenait de maintenir suspendu son contrat de travail. Le Conseil a décidé que les droits acquis par Isabelle Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants jusqu'au 31 décembre 2014, soit pour la période préalable à la suspension de son contrat de travail, resteraient gelés et préservés, ce qui impliquait de maintenir son contrat de travail suspendu. En effet, la politique de promotion interne d'ENGIE permet de confier des postes de mandataires sociaux à des cadres dirigeants expérimentés ayant une profonde connaissance de l'industrie et des marchés dans lesquels ENGIE intervient, ayant pleinement réussi les différentes étapes de leur carrière au sein du Groupe et pour qui la perte de droits liés à leur contrat de travail et à leur ancienneté constituerait un frein et serait contreproductive.

4.1.7 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Assemblée générale d'approbation des comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018

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 et engagements réglementés.

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 et engagements dont nous avons été avisés ou que nous aurions découverts 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 et engagements. 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 et engagements 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 et engagements déjà approuvés 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 et engagements soumis à l'approbation de l'assemblée générale

Conventions et engagements autorisés et conclus au cours de l'exercice écoulé

En application de l'article L. 225-40 du Code de commerce, nous avons été avisés des conventions et engagements suivants, conclus au cours de l'exercice écoulé, qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Couvertures de prévoyance et de frais de santé de M. Clamadieu, Président du conseil d'administration d'ENGIE

a) Nature, objet, modalités et motifs : Couverture de prévoyance de M. Clamadieu

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 assurera une garantie décès et une garantie arrêt de travail.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : ces dispositions permettent au Groupe de faire bénéficier à son Président du conseil d'administration de conditions de protection sociale conformes au marché.

b) Nature, objet, modalités et motifs : Couverture de frais de santé de M. Clamadieu

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 assurera les postes standards de garanties en matière de remboursement frais de santé pour l'assuré et ses bénéficiaires, à compter du 4 mars 2019.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : ces dispositions permettent à votre société de faire bénéficier à son Président du conseil d'administration de conditions de protection sociale conformes au marché.

B. Conventions et engagements déjà approuvés par l'assemblée générale

B.1. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

B.1.1. 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 et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

Avec l'Etat français

Personnes concernées

Mme Muniesa, Administrateur représentant de l'Etat ainsi que M. Durand et Mmes Guillouard, Jégo-Laveissière et Pallez, Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat.

Nature, objet et modalités : Contrat de rachat à terme d'actions ENGIE auprès de l'Etat français aux fins d'offre aux salariés

Le conseil d'administration du 13 décembre 2017 a autorisé le Directeur Général, sous réserve de l'avis favorable de la Commission des participations et des transferts, à signer le contrat de rachat à terme d'actions ENGIE liées à la cession de 4,1% du capital ENGIE par l'Etat le 10 janvier 2017. Dans le cadre 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, l'Etat a l'obligation de proposer à la vente 10% des titres qu'il cède sur le marché aux salariés des entreprises dont il détient une participation, soit directement, soit via une cession à l'entreprise, à charge pour elle de proposer les titres à ses salariés dans un délai d'un an. Cette dernière option a été retenue par ENGIE et par l'Etat, dans le cadre d'un rachat à terme par ENGIE et en fonction des demandes des salariés dans le cadre de l'offre clôturée le 2 août 2018 au profit des salariés.

Ainsi, le contrat portait sur des modalités précises de réalisation du rachat : ENGIE s'engageait à racheter au maximum 11 111 111 actions juste avant la réalisation de l'offre aux salariés, soit en juillet 2018 au regard du calendrier de l'offre. Aussi, le prix convenu était identique au prix de référence dans le cadre de l'offre, correspondant à la moyenne des cours moyens de l'action ENGIE pondérés par les volumes échangés sur la bourse (*Volume-Weighted Average Price*) au cours des vingt séances de bourse précédant la décision fixant les dates de la période de révocation dans le cadre de l'offre. En juillet 2018, ENGIE a racheté à l'Etat 11 111 111 actions au prix unitaire de 13,65 euros.

Avec Mme Kocher, administrateur et Directeur général d'ENGIE

a) Nature, objet et modalités : Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 a décidé de reconduire le système mis en place au bénéfice de Mme Kocher, lorsqu'elle était Directeur Général délégué en charge des Opérations, à savoir un système de retraite supplémentaire dit à cotisations definies dans lequel ENGIE ne garantit plus 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 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 l'année considérée. Il dépend ainsi des performances de l'entreprise puisque l'assiette de calcul intègre déjà la part variable liée aux résultats du Groupe.

Le conseil d'administration du 7 mars 2018 a décidé dans ce cadre, de verser en 2018 un abondement de 438 632 euros au titre de l'exercice 2017.

b) Nature, objet et modalités : Régimes collectifs de prévoyance et frais de santé

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 a également 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.

Avec la société Suez Environnement Company, désormais dénommée SUEZ

Personnes concernées

M. Mestrallet, Président du conseil d'administration d'ENGIE jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Mixte du 18 mai 2018, et Président du conseil d'administration de SUEZ, et Mme Kocher, Directeur général, administrateur d'ENGIE et administrateur de SUEZ.

Nature, modalités et objet : 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) 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 dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008..

SUEZ n'a pas refacturé d'honoraires d'avocats et de conseils à ENGIE en 2018.

B.1.2. Sans exécution au cours de l'exercice écoulé

Par ailleurs, nous avons été informés de la poursuite des conventions et engagements suivants, déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, qui n'ont pas donné lieu à exécution au cours de l'exercice écoulé.

Avec Mme Kocher, Directeur général d'ENGIE

Nature, objet et modalités : Régime de retraite supplémentaire à prestations définies

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé Mme Kocher Directeur général a décidé de reconduire les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016 en matière de retraite supplémentaire, lorsque Mme Kocher était Directeur général délégué en charge des Opérations.

En conséquence, les droits acquis par Mme Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail intervenue le 31 décembre 2014, s'élevant à 145 456 euros avant prélèvements fiscaux et sociaux, resteront gelés et préservés, sous condition de présence dans le Groupe en fin de carrière, ce qui impliquera de maintenir son contrat de travail suspendu.

Avec des sociétés du groupe ENGIE, membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

Mme Kocher, Directeur général et administrateur d'ENGIE et Président du conseil d'administration d'ELECTRABEL

Nature, objet et modalités : Adhésion au G.I.E. ENGIE Alliance

Le conseil d'administration de SUEZ, qui a fusionné avec Gaz de France pour former ENGIE a, dans sa séance du 4 juillet 2001, autorisé la création d'un véhicule de financement ad hoc, le G.I.E. ENGIE Alliance, et a décidé l'octroi par SUEZ d'une garantie au profit des autres membres du G.I.E, filiales de Suez.

Ainsi, en sa qualité de société tête du Groupe, ENGIE est le garant ultime à l'égard des autres membres, dont ELECTRABEL, pour toute dette que l'un de ceux-ci aurait à payer et qui dépasserait sa quote-part.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2018.

Paris-La Défense, le 15 mars 2019

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa Olivier Broissand

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

4.2 Éthique, Compliance et *Privacy*

Les dirigeants du Groupe, tout particulièrement le Directeur Général, le Secrétaire Général et l'ensemble des membres du Comex, portent et supervisent la politique éthique et compliance du Groupe, et en garantissent la bonne application.

Un message fort de «tolérance zéro» à toutes formes de fraude et de corruption est régulièrement porté par le Directeur Général. Le même message est porté par tous les managers à tous les niveaux.

Les principes d'action d'ENGIE reposent sur les grands textes de référence internationaux, notamment en matière de lutte contre la corruption et la fraude, de respect des droits humains et de la protection des données à caractère personnel.

Le Groupe a pris des engagements anti-corruption volontaires en adhérant au Pacte mondial des Nations Unies dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption et à la section française de l'ONG *Transparency International*.

ENGIE déploie un programme éthique et compliance structuré autour des axes suivants :

4.2.1 Organisation et structure

L'éthique et la compliance au sein du Groupe sont supervisées par le Conseil d'Administration *via* son Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable («**CEEDD**»).

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. Présidé par le Secrétaire Général du Groupe, il réunit le Directeur de l'Audit Interne Groupe, le Directeur du Contrôle Interne Groupe, le Directeur Juridique Groupe et le Directeur Éthique, Compliance et Privacy Groupe.

Au sein du Secrétariat Général, la **Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe** 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 par tous les niveaux organisationnels du Groupe. Depuis 2018, la Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe a élargi son périmètre d'intervention pour devenir la direction compétente pour toutes les questions nécessitant la mise en place d'une procédure de compliance. La Direction Éthique, Compliance & Privacy Groupe porte ainsi la compliance en matière de protection des données à caractère personnel, le contrôle export et embargo, la représentation d'intérêt et le secret des affaires. Elle coordonne la mise en place du plan de vigilance du Groupe (voir Section 4.3) et traite les alertes issues de la procédure Groupe qu'elle pilote. La Direction Éthique, Compliance & Privacy anime le réseau des *Ethics & Compliance Officers* et *des Data Protection Managers* dans l'ensemble du Groupe.

4.2.2 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 2.3.4 «risques éthiques»). 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 lié au traitement des données à caractère personnel et le risque de non-conformité au RGPD (Règlement Général sur la Protection des Données). Le processus d'évaluation du risque corruption, atteinte aux droits humains, et du risque *Data Privacy* s'appuie sur une méthodologie d'analyse commune à toutes les BU (grille d'autodiagnostic sur le risque corruption, *check-list* sur le risque de violation de droits humains, lignes directrices relatives à l'évaluation du risque d'atteinte aux données personnelles).

4.2.3 Textes de référence

La politique éthique et compliance d'ENGIE vise à développer une culture et une pratique de l'éthique fondée sur :

- **la Charte éthique** [1] qui 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** [1] relatif à la mise en œuvre de l'éthique au quotidien. Il intègre la décision du Groupe de s'interdire tout financement d'activités politiques, y compris dans les pays où ces financements sont autorisés et encadrés par la loi.

Ces deux documents, applicables à tous les collaborateurs du Groupe, sont partagés avec les parties prenantes externes.

Le référentiel «Intégrité» rassemble les politiques et procédures dédiées à la prévention de la fraude, de la corruption et du trafic d'influence (consultants commerciaux, cadeaux et invitations, *dues diligences* éthiques sur les parties prenantes, conflits d'intérêts, etc.).

Le référentiel et la politique «Droits Humains» rassemblent les engagements d'ENGIE en matière de respect de droits humains tels que reconnus au niveau international et précisent les processus opérationnels d'analyse et de gestion des risques permettant 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.

(1) La charte éthique et le guide pratique de l'éthique sont consultables sur le site www.engie.com

Le référentiel «Conformité Éthique» précise la façon dont le Groupe s'organise pour accompagner la mise en place des dispositifs éthique et compliance du Groupe et la mesure de l'état de conformité (voir Sections 4.2.4 et 4.2.6). Il rassemble également les dispositifs du Groupe visant le respect des règles en matière d'embargo et contrôle export, du droit de la concurrence et de protection des données à caractère personnel. Conformément aux exigences du Règlement européen n° 2016/679 sur la protection des données personnelles, le Groupe a déployé sa politique de protection des données personnelles et a poursuivi en 2018 la mise en œuvre de son programme de conformité GDPR. Le Groupe a également mis à jour en 2018 ses processus existants pour traiter dès l'amont des projets la protection des données personnelles (*Privacy by Design*, *Privacy by Default*, *Data Protection Impact Assessment*) et pour traiter les failles de sécurité sur ces données (*data breach management*).

En 2018, les principales politiques ont été mises à jour ou de nouvelles ont été émises afin de répondre aux nouvelles exigences nationales et internationales : embargo/export contrôles ; *dues diligences* pour les projets d'investissements, mécénats parrainages et fournisseurs sous-traitants, lanceurs d'alerte, consultants commerciaux.

Des codes de conduite appliquent les engagements éthiques d'ENGIE aux activités ou pratiques professionnelles. Parmi ces codes de conduite figurent par exemple le «Guide de la Relation Commerciale : Principes Directeurs», le «Code de Conduite de la Relation avec les Fournisseurs» et le «Code de Conduite en matière de lobbying». Enfin, s'agissant de la représentation d'intérêt, le Groupe dispose depuis 2017 d'une procédure et d'un outil simple de *reporting* permettant pour chacune des entités concernées de respecter leurs obligations légales notamment au regard de l'obligation de déclaration auprès de la Haute Autorité pour la transparence de la vie publique, en application de la loi relative «à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique» (loi Sapin 2).

4.2.4 Signalement et *reporting* des incidents éthiques

La nouvelle politique du Groupe relative aux lanceurs d'alerte a été définie en 2017, intégrant les exigences légales de la loi Sapin 2 et celles de la loi relative au devoir de vigilance, et a fait l'objet d'une mise en place en 2018 d'une nouvelle procédure de recueil des alertes au moyen de l'adresse email *ethics@engie.com* et d'un numéro de téléphone dédié externalisés avec l'appui d'un prestataire externe en charge de ces deux canaux de signalement. Le dispositif lanceurs d'alerte du Groupe est complémentaire aux autres voies de signalement du Groupe permettant à tout collaborateur, ainsi qu'à toute personne extérieure au Groupe, de signaler les suspicions ou manquements aux règles éthiques.

Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers l'outil de reporting éthique *INFORM'ethics* déployé dans les BU ainsi qu'au *Corporate* et chez GBS. *INFORM'ethics* couvre sept domaines : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, protection du patrimoine immatériel, et *data privacy*.

4.2.5 Formations et sensibilisations

Le Groupe mène un ensemble d'actions de sensibilisation et de formations, dont un séminaire obligatoire de sensibilisation au risque de fraude et de corruption pour les cadres dirigeants (à fin 2018, 91% des cadres dirigeants ont suivi ce cours) rendu obligatoire également pour les membres des Comex de BU, un programme de formation obligatoire pour les membres du réseau éthique et compliance, une formation obligatoire pour les acheteurs de la filière achats (voir aussi la Section 3.7 «Achats, sous-traitance et fournisseurs»), des formations sur le droit de la concurrence, une formation pour les *Data Protection Managers* et une formation en matière de droits humains.

De nouveaux *e-learnings* et *scribing* (cadeaux invitations, corruption, lanceurs d'alerte, droits humains, conflits d'intérêts) ont été déployés et sont accessibles à tous les collaborateurs du Groupe. Le Groupe met à la disposition des BU, entités, métiers et fonctions du *Corporate*, des modules de formation adaptables à leurs salariés en fonction de leur exposition aux risques éthiques, notamment les collaborateurs les plus exposés au risque de corruption. Un système de *reporting* automatique des formations effectuées est en cours de déploiement dans tout le Groupe.

4.2.6 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 et un tableau de bord comportant une quinzaine d'indicateurs (diffusion de la documentation éthique, formation, mise en place des politiques éthiques, etc.). À chaque niveau de l'organisation, les *Ethics & Compliance Officers* produisent un rapport annuel faisant état des travaux et progrès réalisés par leur entité en la matière. Ce rapport, remis à l'entité de rattachement, est accompagné d'une lettre de conformité du manager certifiant son engagement quant à l'application du dispositif éthique et compliance au sein de l'organisation dont il a la responsabilité. En début d'année, une évaluation bilatérale des activités et des risques propres à chaque BU est effectuée par le Directeur Éthique, Compliance & Privacy. Le rapport annuel consolidé qui résulte de ce processus est présenté au Comex du Groupe et au CEEDD.

Des contrôles clés au service du respect des textes de référence éthique et compliance du Groupe sont intégrés dans le programme de contrôle interne INCOME.

Des audits internes sont réalisés afin d'évaluer la mise en œuvre effective des politiques et du programme de conformité GDPR et définir le cas échéant des actions d'amélioration.

Le Groupe est également engagé dans des processus d'audits externes de son dispositif éthique et compliance. ENGIE a obtenu en 2015 la certification anti-corruption délivrée par le cabinet Mazars, société d'expertise comptable et de commissariat aux comptes et l'ADIT, société d'intelligence économique. En 2018, le Groupe a obtenu la certification ISO 37001 relative à ses systèmes de management anti-corruption. Cette certification a été délivrée par ETHIC Intelligence,

une agence de certification spécialisée dans la certification de programmes de prévention de la corruption, qui se conforme aux exigences de la norme ISO 17021-1 & 9. L'audit de certification a été effectué au niveau d'ENGIE Groupe ainsi que dans plusieurs entités opérationnelles, ce périmètre représentant les activités du Groupe dans leur globalité, tant sur le plan géographique que sur le plan des métiers.

4.3 Plan de vigilance

Le présent chapitre présente de manière synthétique le plan de vigilance [1] du groupe ENGIE ainsi que le compte rendu de sa mise en œuvre opérationnelle (les éléments de ce compte-rendu pour l'année 2018 sont identifiés et intégrés dans chaque sous-section du présent document). En complément, le Groupe a développé un espace internet dédié [2] à une information plus détaillée et plus régulière sur son plan de vigilance et sa mise œuvre.

Le plan de vigilance regroupe l'ensemble des mesures mises en place par ENGIE SA pour prévenir pour ses activités et celles de ses filiales contrôlées, les atteintes graves envers les droits humains et les libertés fondamentales, la santé et la sécurité des personnes ainsi qu'envers l'environnement, conformément à ses engagements éthiques et de responsabilité sociale. L'adhésion du Groupe aux standards internationaux relatifs aux droits humains, incluant la santé et la sécurité des personnes, et à l'environnement est le socle minimal des engagements que le Groupe entend appliquer partout où il opère.

Le plan repose sur les différentes démarches [1] d'identification et de prévention des risques du Groupe propres à chaque enjeu ou périmètre de vigilance, et de fait déjà déployées depuis plusieurs années, ainsi que sur un dispositif d'alerte commun [2]. Pleinement adossé sur l'organisation éthique, il bénéficie d'un pilotage, d'une gouvernance et d'un suivi dédié [3].

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

Le Groupe exerce sa vigilance au moyen de différentes politiques couvrant l'ensemble des enjeux objets du plan et des procédures régulières d'identification et d'évaluation des risques, de détermination des objectifs et des dispositifs de suivi et d'évaluation de leur efficacité.

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 (santé-sécurité au travail, liberté d'association, non-discrimination, interdiction du travail forcé et du travail des enfants, durée du travail, conditions de logement des travailleurs), les droits des communautés locales (conséquences sur la santé et les conditions de vie des communautés locales, déplacement et relogement des populations), la sûreté des employés et des sites (pratiques des forces de sécurité privées et publiques, sûreté des employés dans les pays à risques) et les pratiques des partenaires et des fournisseurs (comme les conditions d'approvisionnement en énergie ou les pratiques des partenaires commerciaux dans les projets).

En 2018, des questions relatives aux facteurs de risques (comme le pays, le type de main d'œuvre, la présence de populations vulnérables) ont été ajoutées dans le cadre de la revue annuelle du risque Groupe «atteinte aux droits humains». Ce renforcement du processus permet aux entités de mieux identifier leurs risques spécifiques et de cibler leurs actions de maîtrise des risques et leur suivi.

La politique droits humains du Groupe, adoptée en 2014, met en place un processus de diligence raisonnable afin d'identifier et gérer les risques, pour les personnes, liés aux activités du Groupe. Elle explicite ainsi les engagements du Groupe et prévoit des processus réguliers d'identification et de gestion des risques pour que chaque entité s'assure de leur respect dans leurs activités et de leurs relations commerciales [3]. Les exigences de cette politique droits humains sont pleinement intégrées dans les processus centralisés de conformité éthique du Groupe [4].

En 2018, la clause éthique et vigilance qui, a vocation à être insérée dans tous les contrats a été mise à jour, ainsi que l'ensemble des politiques sur les dues diligences (projets d'investissement, mécénat, parrainage, fournisseurs et sous-traitants, consultants commerciaux) pour y intégrer les enjeux relatifs au devoir de vigilance. La révision de la politique droits humains a été initiée trois ans après son adoption, ainsi que celle des modules de formation en présentiel et en e-Learning.

Prévenir et gérer les risques liés à la santé-sécurité-sûreté des personnes

La cartographie des risques santé-sécurité-sûreté des personnes intègre d'une part les risques d'atteinte à la santé-sécurité-sûreté des personnes travaillant pour le Groupe, employés, intérimaires et sous-traitants, et d'autre part les risques liés aux installations industrielles du Groupe ou à celles que le Groupe maintient et/ou exploite pour le compte de clients, pouvant générer des risques pour les personnes travaillant pour le Groupe ou pour les riverains de ces installations industrielles.

La politique santé-sécurité [5] du Groupe, qui a fait l'objet d'un accord particulier signé avec l'ensemble des représentants des salariés, est complétée par des Règles Groupe santé-sécurité spécifiques et par des

(1) En conformité avec la loi n° 2017-399 du 27 mars 2017 relative au devoir de vigilance des sociétés mères et des entreprises donneuses d'ordre.

(2) https://engie.com/ethique-compliance/plan-vigilance

(3) Comme l'analyse annuelle des activités, l'évaluation des nouveaux projets, due diligences sur les partenaires commerciaux, intégration de critères liés aux droits humains dans les processus d'achats, la mise en place de mécanisme de réclamation etc.

(4) Voir Section 4.2.6 «Contrôles et certifications».

(5) Pour plus de détails sur cette politique, cf. chapitre 3.5.6 «politique de santé-sécurité».

plans d'actions quinquennaux (aujourd'hui 2016-2020). Ces Règles Groupe sont déclinées et mises en œuvre au niveau opérationnel par les Business Units (BU) et filiales du Groupe. L'identification des risques induits par les activités, leur évaluation ainsi que le suivi des plans d'actions de traitement font l'objet de revues annuelles. ENGIE s'est doté de dispositifs de contrôle permettant de s'assurer de la mise en œuvre des actions et de l'atteinte des objectifs[1]. Un bilan global santé-sécurité est présenté annuellement au Comex et au CEEDD.

En 2018, les actions visant à réduire le taux de fréquence des accidents de travail ont été poursuivies. Un programme spécifique «No Life At Risk» a été déployé à la maille Groupe pour renforcer la culture sécurité des collaborateurs et des sous-traitants, ainsi que l'engagement à la mise en œuvre des règles fondamentales du Groupe destinées à prévenir les accidents graves et mortels, notamment respect des Règles Qui Sauvent du Groupe, identification et maîtrise des risques, identification et traitement des situations et événements à haut potentiel de gravité, arrêt des travaux si les conditions de sécurité ne sont pas réunies. Durant cette même année a été défini et mis en œuvre par les BU sous l'animation conjointe des filières «Achats» et «Global Care (santé-sécurité-sûreté)» du Groupe un plan d'actions spécifique visant à prévenir les accidents dont peuvent être victimes les sous-traitants, en particulier les plus graves d'entre eux.

Le Groupe dispose d'une politique de protection des personnes vis-à-vis d'actes de malveillance, que les collaborateurs et sous-traitants se trouvent sur les sites où ils travaillent habituellement, ou que les collaborateurs soient en mission ou en expatriation. Les mesures de prévention et de protection sont adoptées suivant la criticité de la zone géographique dans laquelle se trouve la personne. Cette criticité est évaluée en permanence en lien avec les autorités locales.

Prévenir et gérer les risques liés à l'environnement

Les risques environnementaux identifiés par le Groupe sont les risques Eau (rareté de la ressource et pollution en cas de rejet), Biodiversité (dégradation des écosystèmes), Air (émission de polluants atmosphériques), Sols (pollution des sols) et Déchets (pollution et traitement des déchets). Ces risques environnementaux locaux sont étudiés annuellement au niveau des sites et permettent d'établir une liste de sites «à risque». Outre ces risques locaux, ENGIE prend en compte des risques globaux, en particulier le risque climatique. D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont l'impact des activités sur les communautés locales et les conséquences sociales de la fermeture éventuelles d'installations.

La Politique RSE du Groupe [2] pilote la démarche de vigilance en matière environnementale et sociétale. Les risques environnementaux et sociétaux sont analysés périodiquement à tous les niveaux de l'entreprise. Des critères d'analyse RSE permettent d'identifier et d'intégrer les risques, comme le changement climatique, biodiversité, air, eau et sols avant le lancement des projets. . Chaque site industriel identifié «à risque» établit un plan d'actions intégrant l'ensemble de ces aspects environnementaux en concertation avec les parties prenantes locales. D'un point de vue sociétal, les risques analysés sont l'impact des activités sur les communautés locales et les conséquences sociales de la fermeture éventuelles d'installations. La politique RSE du Groupe vise à mettre en place des plans d'actions à différents niveaux pour éviter, réduire et, si besoin, compenser les impacts environnementaux et sociétaux des activités du Groupe. 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.

En 2018, le suivi de la mise en œuvre des plans d'actions sur les sites présentant un risque environnemental potentiel a été intégré au *reporting* environnemental. Les BU possédant des sites industriels ont toutes contribué. Environ 20% des sites font l'objet de plans d'action.

Prévenir et gérer les risques liés à l'approvisionnement en énergie

Les risques sociaux et environnementaux 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 la BU Global Energy Management (GEM) qui a partiellement identifié les risques spécifiques à chacune de ses activités (par sources d'énergie, par pays, etc.) ainsi que les acteurs pertinents et les réponses à apporter notamment par le biais des initiatives sectorielles existantes. Une stratégie RSE a été formalisée pour répondre à ces enjeux, avec des plans d'actions spécifiques par source d'énergie.

En 2018, au sein de la BU GEM, la structure de gouvernance a été renforcée pour s'assurer de la prise en compte du devoir de vigilance dans les processus de décision et l'approche d'évaluation des risques dans les chaînes d'approvisionnement a été systématisée. Une nouvelle stratégie centrée sur les aspects sociaux et environnementaux a aussi été élaborée.

Prévenir et gérer les risques liés aux achats hors énergie

Début 2018, chaque catégorie d'achats et chacun des 250 Fournisseurs Préférentiels du Groupe ont été évalués (risque faible, moyen ou élevé) par les *category managers* de la direction Sourcing Stratégique et Achats par rapport aux risques intrinsèques liés aux sept dimensions de la RSE (Organisation & Gouvernance, environnement, sociétal, droits humains, développement & ressources humaines, hygiène, Santé & Sécurité, éthique & anti-corruption). Cette cartographie des risques a permis d'établir que six catégories d'achats étaient à hauts risques tout domaine confondu : ingénierie et installation clé en main, éolienne, éclairage, construction et génie civil, canalisations et structure acier, équipement mécanique et services. Cet exercice a permis de définir des critères de sélection pour les nouveaux fournisseurs préférentiels et d'évaluer les fournisseurs existants. En fin d'année, une évaluation avec un prestataire externe (ECOVADIS) a été lancée pour valider et amender cette évaluation interne.

À travers la mise en œuvre des trois processus opérationnels, «Gérer les catégories d'Achats», «Acheter & Approvisionner» et «Gérer le panel fournisseur», le système de management de la fonction Achats hors énergie[3] intègre les exigences liées aux droits humains, à la santé sécurité au travail, à l'éthique et à l'environnement. Le plan de prévention du devoir de vigilance est mis en œuvre par les Processus Achats en suivant les étapes clés suivantes :

- analyse des risques et opportunités par catégories Achats et par pays (priorisation) ;
- plan de gestion associé (critères de qualification et de sélection des fournisseurs préférentiels, nécessité d'audit, diligence

(1) Comme des points santé-sécurité réalisés à chaque réunion du Comex, un dispositif de reporting d'indicateurs dédiés à la santé-sécurité de ses collaborateurs et à celle de ses sous-traitants intervenant sur ses sites, des revues annuelles de performance avec les différentes BU du Groupe.

(2) Pour plus de détails sur cette politique, voir Section 3.2 «Responsabilité sociétale»

(3) La Politique achats Groupe s'applique aux fournisseurs avec lesquels ENGIE entretient une relation contractuelle directe. Pour plus de détails sur cette politique, voir Section 3.7. «Achats, sous-traitance et fournisseurs»

raisonnable, données fournisseurs accessibles *via* le portail *Procurement Information Center, etc...*) ;
- intégration des clauses contractuelles relatives à l'éthique, RGPD, etc. ;
- mesure de la performance délivrée par les fournisseurs et les plans d'amélioration associés.

4.3.2 Le mécanisme d'alerte et de recueil des signalements

Suite aux lois Sapin 2 et sur le devoir de vigilance, Le Groupe a déployé en 2018 un nouveau dispositif d'alerte commun à l'ensemble du Groupe et une nouvelle politique relative aux lanceurs d'alerte. Ce dispositif est ouvert à tous les collaborateurs, permanents ou temporaires, et à toutes ses parties prenantes externes et couvre tous les enjeux de vigilance. L'alerte peut être lancée, de manière anonyme ou non, par mail ou par appel téléphonique gratuit. Elle est reçue par un prestataire externe qui transmettra le signalement anonyme à ENGIE pour son traitement.

Fin 2018, ce dispositif d'alerte a fait l'objet d'une communication spécifique à l'ensemble des collaborateurs, par le biais de mailing, de *scribing* et d'affiches et d'une visibilité particulière sur le site internet du Groupe et a été présenté aux institutions représentatives du personnel *via* les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen. Outre le site internet, il sera porté à la connaissance des parties prenantes externes, *via* des communications spécifiques (affiches notamment) sur les chantiers et autour des sites du Groupe.

4.3.3 Pilotage, gouvernance et suivi du déploiement du plan

Un pilotage et suivi au plus haut niveau de l'entreprise

Si le contenu du plan de vigilance est une addition de différentes politiques de prévention des risques avec chacune leurs propres engagements, gouvernance et processus, le Groupe a souhaité mettre en place un suivi et une coordination globale au plus haut niveau de l'entreprise pour s'assurer de répondre de manière effective et coordonnée aux objectifs de la loi. Le plan de vigilance du Groupe a été validé par le COMEX du Groupe le 22 janvier 2018 qui a confié à la direction Éthique, Compliance & Privacy son pilotage, sous la responsabilité du Secrétaire Général. Un compte rendu de sa mise en œuvre effective du plan est présenté annuellement au CEEDD. Un comité spécifique multi directions [1] a été créé pour mission de s'assurer d'une démarche effective d'ENGIE SA pour le Groupe, de la diffusion du plan et de l'augmentation de la prise de conscience des entités et de la facilité de la remontée d'informations pour l'exigence légale de *reporting*.

De plus, il a été expressément demandé à chaque entité en 2018 des actions de diffusion et d'appropriation à leur niveau et au sein de leurs filiales directes et indirectes du plan de vigilance et à la mise en œuvre du plan de vigilance. Le suivi de ces actions par les entités est intégré dans le rapport de conformité éthique annuel.

L'association avec les parties prenantes

Le plan et les avancées de sa mise en œuvre ont été présentés en 2018 et seront présentés régulièrement aux institutions représentatives du personnel *via* les comités existants au niveau du Groupe, comme le Comité d'Entreprise Européen, le CEEDD et le Conseil d'Administration. Les entités doivent présenter le plan de vigilance et les obligations issues de la loi à leurs organisations représentatives du personnel.

Au niveau local, ENGIE s'est donné l'objectif de «couvrir, à l'horizon 2020, 100% des activités industrielles du Groupe avec un mécanisme adapté de dialogue avec les parties prenantes» [2]. Outre cet objectif de Groupe, la politique «dialogue avec les parties prenantes» du Groupe, composante de la politique RSE, comprend une autoévaluation par les BU, une boîte à outils, un programme de formation et un support opérationnel de la Direction RSE. En 2018, 53% des activités industrielles sont couvertes par un mécanisme approprié de dialogue avec les parties prenantes et la Direction RSE a formé les *business developers* et les directeurs de projet de 6 entités/BU à sa méthodologie de dialogue avec leurs parties prenantes dans leurs activités. De plus, la Direction appuie au quotidien les équipes opérationnelles dans leur démarche de dialogue.

(1) Le comité de suivi est composé des quatre principales filières concernées par la mise en œuvre opérationnelle du plan : les directions Éthique, Compliance & Privacy et de la Responsabilité Sociétale d'Entreprise qui assurent la co-présidence du comité, ainsi que des directions Global Care et Sourcing Stratégique et Achats ; les directions fonction support Juridique, Audit et Contrôle interne ; de BU, considérées comme les plus à risques sur les enjeux de vigilance : MESCAT, Asie-Pacifique, Amérique latine, GEM et Royaume-Uni.

(2) Pour plus d'information, https://www.engie.com/analystes-rse/societal/engagement-parties-prenantes.

5

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 174

5.1.1 Capital social et droits de vote 174
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 174
5.1.3 Évolutions du capital au cours des cinq derniers exercices 175
5.1.4 Rachat d'actions 175
5.1.5 Titres non représentatifs du capital 177

5.2 Actionnariat 182

5.2.1 Cotation boursière 182
5.2.2 Répartition du capital 182
5.2.3 Franchissement de seuils légaux 183
5.2.4 Action spécifique 183
5.2.5 Politique de distribution des dividendes 183

5.3 Calendrier des communications financières 184

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du 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 NYSE Euronext Paris et est éligible au Service du Règlement Différé (SRD). ENGIE est également présent dans les indices suivants : BEL 20 (jusqu'au 15 mars 2019), Euro STOXX 50, STOXX Europe 600, MSCI Europe, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, Euro STOXX Utilities, STOXX Europe 600 Utilities, Euronext Vigeo (Europe 120, Eurozone 120, rance 20) et DJSI (World, Europe).

Au 31 décembre 2018, le capital social d'ENGIE s'établit à 2 435 285 011 euros, divisé en 2 435 285 011 actions entièrement libérées de 1 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	2019	2020	2021	2022	2023	De 2024 à 2028	> 2028	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	5	-	-	-	-	-	-	5	6 718	0
Immobilisations corporelles	1 298	19	15	630	16	12	20	586	48 917	2,7
Titres de participation	3 260	61	1	21	-	3	808	2 365	8 954	36,4
Comptes bancaires	133	85	8	16	-	-	24	-	8 700	1,5
Autres actifs	187	2	-	18	-	8	110	49	37 585	0,5
TOTAL	**4 883**	**167**	**24**	**685**	**16**	**23**	**963**	**3 005**	**110 874**	**4,4**

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. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double. Selon les dispositions de l'article L.123-14 du même Code, cette mesure est plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Au 31 décembre 2018, la Société comptait 2 435 285 011 actions correspondant à 3 124 555 878 droits de vote théoriques.

Conformément au Code de l'énergie et à la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir plus du tiers du capital ou des droits de vote de la Société, la participation de l'État pouvant être inférieure à ce seuil à condition qu'elle atteigne de nouveau ce seuil du tiers du capital ou des droits de vote dans un délai de deux ans.

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 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2018, 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)*
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 20 307 623 actions dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	20 307 623	277 808 282,64	2 433 131 712	2 433 131 712	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de l'émission de 328 639 actions gratuites par prélèvement sur la prime d'émission dans le cadre de l'augmentation de capital réservée aux salariés adhérents d'un plan d'épargne du Groupe	328 639	(328 639,00)	2 433 460 351	2 433 460 351	1,00
11/12/2014	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 1 824 660 actions suite aux augmentations de capital réservées à toute entité constituée dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'actionnariat salarié international du Groupe	1 824 660	24 961 348,80	2 435 285 011	2 435 285 011	1,00
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 autodétenues	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 18 mai 2018, dans sa 7e 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.

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 2018.

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.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2018, la Société a acquis 12 858 493 actions pour une valeur globale de 172,2 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,39 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 12 858 493 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 172,6 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,42 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2018, ENGIE a acquis 11 111 111 actions pour une valeur globale de 151,7 millions d'euros

(soit une valeur unitaire de 13,65 euros) en couverture du plan d'actionnariat salarié Link 2018.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2019, ENGIE a acquis 1 471 756 actions pour une valeur globale de 20,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,79 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 1 471 756 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 20,4 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,86 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2019, 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 2019, la Société détenait 0,98% de son capital, soit 23 891 178 actions, toutes en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.4.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 17 mai 2019

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 Mixte des actionnaires convoquée le 17 mai 2019.

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 ;
- de les attribuer ou de les céder 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 2019, 23 891 170 actions, soit 0,98% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 219 millions d'actions, représentant 9,02% du capital, soit un montant maximum de 6,5 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 16 novembre 2020.

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».

5.1.5 Titres non représentatifs du capital

5.1.5.1 Titres super-subordonnés

Le 16 janvier 2018 ENGIE a procédé à une nouvelle émission de 1 milliard d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée, en complément des opérations de juillet 2013 et mai 2014. Le 10 juillet 2018, ENGIE a exercé son option de remboursement sur l'émission de 600 millions d'euros de titres super-subordonnés à durée indéterminée, coupon 3,875%, placée le 10 juillet 2013 (FR0011531714). Enfin, en décembre 2018, ENGIE a notifié aux porteurs de l'obligation de 300 millions de Livres sterling (FR0011531722) sa décision d'exercer son option de remboursement en date du 10 janvier 2019 conformément aux termes de l'obligation. Suite à ces opérations, l'encours des titres super-subordonnés à durée indéterminée émis par le Groupe s'établit au 31 décembre 2018 comme suit :

Émetteur	Devise	Coupon	Date initiale d'émission	Échéance	Première option de remboursement	Montant en cours *(en devises) (en millions)*	Place de cotation	Code ISIN
ENGIE	GBP	4,625%	10/07/2013	Perpétuelle	10/01/2019	300	Paris	FR0011531722
ENGIE	EUR	4,750%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2021	750	Paris	FR0011531730
ENGIE	EUR	3,000%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2019	1000	Paris	FR0011942226
ENGIE	EUR	3,875%	02/06/2014	Perpétuelle	02/06/2024	1000	Paris	FR0011942283
ENGIE	EUR	1,375%	16/01/2018	Perpétuelle	16/04/2023	1000	Paris	FR0013310505

L'ensemble de ces titres bénéficient d'un rating Baa1 par Moody's et BBB par Standard & Poor's.

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 19.2.1).

5.1.5.2 Programme Euro Medium Term Note (EMTN)

ENGIE dispose d'un programme d'*Euro Medium Term Note* (EMTN) de 25 milliards d'euros. Ce programme a été actualisé le 13 décembre 2018 et a reçu le visa n° 18-562 de l'AMF.

5.1.5.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2018 émises par la Société sont détaillées en Section 6.4 «Comptes sociaux» Note 11.

5.1.5.4 Obligations vertes

5.1.5.4.1 Description de l'obligation

Pour accompagner son plan de développement dans les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la préservation des ressources naturelles, et le R&D dans ces domaines, ENGIE a procédé en janvier 2019 à l'émission d'une cinquième obligation verte (*Green Bond*) pour 1 milliard d'euros après celle de janvier 2018 de 1 milliard d'euros. Le total émis par ENGIE en *Green Bond* atteint 6,25 milliards d'euros fin 2018, 7,25 début 2019. 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 et qui est disponible sur son site internet. Les principes sont rappelés ci-après :

- les fonds levés sont alloués à des projets satisfaisant des critères environnementaux, sociaux et sociétaux, et plus spécifiquement des projets dits «éligibles» (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 de Référence, sur les allocations de fonds réalisées lors de la période concernée.

Dans le cadre de son *Green Bond Framework*, ENGIE s'est engagé à remplir les conditions suivantes :

- les Projets Éligibles doivent respecter les critères d'éligibilité déterminés par ENGIE en collaboration avec Vigeo Eiris. Les Projets Éligibles comprennent les nouveaux projets de l'année d'émission et/ou ceux de l'année précédente répondant aux critères d'éligibilités. 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 (ou équivalent 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.

Lorsque pour un exercice considéré plusieurs *Green Bonds* ne sont pas alloués à des Projets Éligibles, l'allocation de l'exercice sera effectuée par ordre d'ancienneté, c'est-à-dire par priorité aux obligations émises an premier.

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*.

5.1.5.4.2 Projets et critères d'éligibilité RSE

Les catégories de projets couverts par les *Green Bonds* sont décrites ci-après.

Catégorie de projets	Description
Énergie Renouvelable	Cette catégorie de projets comprend le financement ou la réalisation d'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*).
Protection des ressources	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.

Les critères d'éligibilité sont décrits ci-après et sont également disponibles dans l'espace Développement Durable du site internet d'ENGIE. Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec Vigeo Eiris et les projets financés sur la période du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2018 ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Critères	
Lutte contre le changement climatique et/ou contribution à la préservation des ressources naturelles	Le projet n'est pas lié à la production d'énergie par des combustibles fossiles ou nucléaires et contribue à la diminution des émissions de gaz à effet de serre (GES) et/ou à la réduction des consommations de ressources naturelles ou des déchets
Management environnemental (1)	Le projet dispose d'une analyse d'impact sur l'environnement et des mesures correctives à ces impacts, pour les phases de construction et d'exploitation
Biodiversité et ressources naturelles (2)	Le projet, situé à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés, dispose d'une analyse d'impact sur la biodiversité, les ressources naturelles et des mesures correctives à ces impacts, aussi bien en phase de construction que d'exploitation
Dialogue avec les Parties Prenantes et implication des communautés (1)	Le projet met en œuvre des actions de consultation, de dialogue ou de concertation auprès des parties prenantes locales, qui comprennent des plans d'actions dont la réalisation éventuelle d'études d'impact social, ou a minima, des enquêtes de satisfaction pour des projets à faible impact
Promotion de l'éthique des affaires	Le projet ou l'acquisition a formé ses cadres dirigeants à l'éthique des affaires (responsabilités, règles de la concurrence et mesures anti-corruption)
	Le projet ou l'acquisition promeut des pratiques éthiques avec ses principaux fournisseurs et sous-traitants via une clause éthique dans ses contrats
	En cas d'acquisition minoritaire, ENGIE s'engage à remettre la Charte Éthique et le Guide pratique de l'Éthique du Groupe à ses partenaires
Achats responsables	Le projet ou l'acquisition assure une traçabilité de ses processus d'achat, sur la base de procédures d'appel d'offres (si un appel d'offres est requis) et prend en compte des critères RSE dans la qualification des principaux fournisseurs du projet
Droits humains et droits du travail	Le projet ou l'acquisition a mis en place des dispositifs pour vérifier le respect des standards internationaux des droits humains et des droits du travail, en particulier la Déclaration Universelle des Droits de l'Homme, ses engagements associés et les Conventions de l'Organisation Internationale du Travail
Santé et sécurité (3)	Les éléments liés à la Santé Sécurité ainsi que ceux liés à la Sécurité Industrielle sont pris en considération dans toutes les phases du cycle de vie du projet
	Le projet dispose des ressources en Santé Sécurité nécessaires durant les phases du cycle de vie du Projet (p.e. phase de construction, etc.)

(1) Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets protection des ressources naturelles.
(2) Applicable seulement aux projets d'énergies renouvelables et aux projets protection des ressources naturelles sur des sites situés à proximité de zones ou d'espaces naturels protégés.
(3) Non applicable pour une acquisition

En 2017, un comité a été mis en place, le comité *Green Bond*. 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 Sourcing Stratégique & Achats, la Direction *Global Care* et les principales BU concernées.

5.1.5.4.3 Projets Éligibles

Les principaux Projets Éligibles qui ont été financés en 2018 par le produit des émissions *Green Bond* de septembre 2017 et de janvier 2018 et qui répondent aux conditions susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit.

***Green Bond* de septembre 2017**

Type de projet	Technologie	Région	Nom des projets	Pays	CAPEX *(en millions d'euros)*
Renouvelable	Éolien	Europe	Projets de ENGIE Green on shore, CN'Air, ENGIE Green offshore [1]	France	480
			Seamade	Belgique	
			LANGA	France	
		Amérique du Nord	Infinity	Etats-Unis	
			Live Oak, Solomon Forks	Etats-Unis	
		Amérique du Sud	Tres Mesas 3 et 4	Mexique	
		Asie Pacifique	Sainshand, Willogoleche [1]	Mongolie, Australie	
	Solaire	Europe	Projets de ENGIE Green, Solaire Direct, CN'Air	France	387
			LANGA	France	
		Amérique du Sud	Intipampa, Villa Ahumada, Abril, Calpulalpan, Trompezon, Akin	Mexique, Perou	
		Afrique	Kathu	Afrique du Sud	
			Fenix	Ouganda	
		Amérique du Sud	Paracatu [1]	Brésil	
	Biomasse	Europe	GNVert, DSP Macon[1]	France	51
			Sisslerfeld[1]	Suisse	
	Transport	Amérique du Sud	TEN	Chile	48
	Géothermie	Asie Pacifique	Muara Laboh	Indonésie	12
		Global capex en millions d'euros pour les projets d'énergies renouvelables			978
Efficacité énergétique	Mobilité propre[2]	Europe	EV-BOX	Pays-Bas	85
	Stockage d'énergie	Monde	Electro Power System (EPS)	Monde	57
	Réseau de froid	Europe	Climespace[1]	France	4
	Efficacité énergétique	Europe	Keepmoat[1]	UK	126
			Projets d'efficacité - C13	France	
			Smart Grid (GAZPAR) [1]	France	
		Global capex en millions d'euros pour les projets d'efficacité énergétique			272
Total			**Global capex en millions d'euros**		**1250**

(1) Projets éligibles ayant reçu une allocation dans le Green Bond de mars 2017
(2) Projets évalués sur les critères de l'efficacité énergétique mais qui seront par la suite intégrés et évalués selon les projets de catégorie «Mobilité propre» intégrée dans le Green Bond Framework du Groupe en janvier 2019

***Green Bond* de janvier 2018**

Type de projet	Technologie	Région	Nom des projets	Pays	CAPEX *(en millions d'euros)*
Renouvelable	Eolien	Amérique du Nord	East Forks	Etats-Unis	53
		Europe	Seamade, Wind4Wallonia, Wind4Flanders,	Belgique	
		Europe	Goya, Thor	Espagne, Norvège	
		Amérique du Nord	Socore	Etas-Unis	49
	Solaire	Amérique du Sud	Floresta[1]	Brésil	
Efficacité énergétique	Mobilité propre[2]	Amérique du Sud	Transantiago	Chile	22
Total			**Global capex en millions d'euros**		**124**

(1) Projets éligibles ayant reçu une allocation dans le Green Bond de mars 2017
(2) Projets évalués sur les critères de l'efficacité énergétique mais qui seront par la suite intégrés et évalués selon les projets de catégorie "Mobilité propre" intégrée dans le Green Bond Framework du Groupe en janvier 2019

Pour rappel, le *Green Bond* émis en 2014 a été totalement alloué sur la base de capex dépensés de 2013 à 2016 (pour les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes se reporter aux documents de référence des années 2013 à 2016). Le *Green Bond* émis en mars 2017 a été totalement alloué sur la base de capex dépensés de 2016 à 2017. Les détails des Projets Éligibles et des allocations correspondantes ont été publiées au titre de l'année 2016 aux pages 173 à 177 du Document de référence 2016 et au titres de l'année 2017 aux pages 176 à 180 du Document de référence 2017;

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant les années 2018 s'élève respectivement à 170 millions d'euros pour l'année 2017 et 1 204 millions d'euros en 2018. Ces montants permettent d'allouer 250 millions d'euros, soit la totalité du *Green Bond* émis en septembre 2017. Conformément aux engagements du Groupe, un descriptif plus détaillé des projets et des impacts des différents projets en terme d'émissions évitées ainsi que la méthodologie associée sont disponibles dans l'espace Développement Durable dédié du site internet du Groupe (hhtps://www.engie.com/espace-experts-rse/).

Le *Green Bond* contribue 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.

1) Les énergies renouvelables

ENGIE a fait de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables à l'échelle mondiale une de ses priorités stratégiques. Le Groupe est le premier producteur indépendant d'électricité dans le monde avec une capacité installée de 104,3 gigawatts (GW), dont 23,7% (24,8 GW) de renouvelables (hydroélectricité, éolien, solaire, géothermie, biomasse, etc.). Il vise une part de 25% d'énergies renouvelables dans son portefeuille de production d'ici à 2020. En 2018, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables dans le domaine de l'éolien, du solaire et de la géothermie en développant de nouveaux projets ou acquérant de nouvelles sociétés. Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

À fin décembre 2018, un montant total de 978 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables sur le *Green Bond* de Septembre 2017. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,01 millions de tonnes de CO_2eq/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 desémissions 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 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.

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'Evolution 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 services et solutions qui permettent à nos clients de réduire leur consommation et par conséquent leur empreinte carbone est une autre priorité stratégique du Groupe. Dans son plan de transformation 2016-2018, le Groupe s'est ainsi engagé à augmenter de 50% la contribution des solutions pour les clients à l'EBITDA.

A fin décembre 2018, un montant total de 272 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique sur le *Green Bond* de septembre 2017. En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à réduire les émissions de gaz à effet de serre à hauteur de minimum 0,15 millions de tonnes de CO_2eq/an.

Pour déterminer la contribution aux émissions réduites liée aux projets d'efficacité énergétique, ENGIE multiplie les économies d'énergie générées par le projet par les émissions du mix énergétique du pays considéré. 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 au *Green Bond* en 2018.

4) Bilan au titre de l'allocation globale de l'obligation verte de septembre 2017

Les principales zones géographiques concernées par l'allocation au *Green Bond* de septembre 2017 sont l'Europe, l'Amérique du Nord et du Sud avec respectivement 53,3%, 15,3% et 18,5% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, les principales technologies concernées par l'allocation au *Green Bond* de septembre 2017 sont l'éolien 38,4%, le solaire 30,9% et l'efficacité énergétique 10,1%.

Région	Montants alloués %
Europe	53,3%
Amérique du Sud	18.5%
Amérique du Nord	15.3%
Afrique	10,5%
Asie-Pacifique	2,4%

Technologie	Montants alloués %
Éolien	38,4%
Solaire	30,9%
Efficacité énergétique	10,1%
Mobilité propre	6,8%
Stockage d'énergie	4,6%
Biomasse	4,1%
Transmission	3,8%
Géothermie	1,0%
Réseau de froid	0,3%

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à éviter d'émettre ou à réduire des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 3,16 millions de tonnes de CO_2eq/an.

5.1.5.4.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes de ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2018, des fonds levés dans le cadre des émissions obligataires Green Bond du 19 septembre 2017 et du 10 janvier 2018

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 2018, des fonds levés dans le cadre des émissions d'obligations vertes (Green Bond) réalisées le 19 septembre 2017 et le 10 janvier 2018 (les « Émissions »), pour des montants s'élevant respectivement à 1,25 milliard et à 1,0 milliard d'euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Obligations vertes », et établi conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales des Émissions, signées respectivement en date du 28 septembre 2017 et du 16 janvier 2018 (les « Conditions finales des Émissions »).

Le document ci-joint, destiné à l'information des porteurs des titres obligataires Green Bond, fait ressortir une allocation des fonds levés à des projets éligibles (les « Projets Éligibles »), au cours de la période allant du 1er janvier 2017 au 31 décembre 2018, d'un montant de 1 374 millions d'euros.

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 2017 et 31 décembre 2018.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis et approuvés conjointement par la Société et Vigeo Eiris, figurant dans le document ci-joint et auxquels il est fait référence en annexe des Conditions finales des Émissions (les « Critères d'éligibilité ») ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2018, dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité ;
- sur la concordance avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, 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 2018.

Il ne nous appartient pas en revanche :

- de remettre en cause les Critères d'éligibilité 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 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 les exercices clos les 31 décembre 2017 et 2018. 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 2018, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 8 mars 2019.

Nos travaux, 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, des Projets Éligibles mentionnés dans le document ci-joint avec les Critères d'éligibilité ;
- vérifier la concordance des montants alloués dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles avec les données sous-tendant la comptabilité ;

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 2018 est supérieur aux montants levés dans le cadre des Émissions et restant à allouer au 31 décembre 2018.

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 ;
- la concordance avec les données sous-tendant la comptabilité des montants alloués au 31 décembre 2018 dans le cadre des Émissions aux Projets Éligibles ; et
- la concordance, avec les comptes consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2018, d'un montant de trésorerie, équivalents de trésorerie et instruments monétaires supérieur aux montants levés dans le cadre de l'Émission et restant à allouer au 31 décembre 2018.

Cette attestation est établie à votre attestation dans le contexte précisé ci-avant et ne doit être utilisée, diffusée ou citée à d'autres fins.

Paris-La Défense, le 19 mars 2019

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Patrick E. Suissa

Olivier Broissand

5.2 Actionnariat

5.2.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

2018	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
Janvier	14,690	13,895	5 830 642
Février	13,840	12,495	7 784 900
Mars	13,565	12,270	8 017 964
Avril	14,550	13,665	4 982 305
Mai	14,770	13,535	5 657 930
Juin	13,920	13,025	6 394 799
Juillet	14,150	13,150	4 978 627
Août	13,540	12,630	4 202 454
Septembre	12,665	12,170	6 826 921
Octobre	12,810	11,440	7 071 930
Novembre	12,670	11,910	6 258 507
Décembre	12,905	11,990	6 463 489

(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.

5.2.2 Répartition du capital

Au 31 décembre 2018, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 23 891 170 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2018, le capital de la Société n'a pas évolué, étant précisé que l'augmentation de capital à hauteur de 6 036 166 actions intervenue le 2 août 2018 dans le cadre de l'opération d'actionnariat salarié Link 2018, a été immédiatement suivie de l'annulation de 6 036 166 actions autodétenues.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2018			31 décembre 2017		31 décembre 2016	
	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	33,84	24,10	28,08	32,76	35,61
BlackRock	122 302 340 [2]	5,02 [2]	3,99 [2]	5,09 [2]	4,50 [2]	-	-
Actionnariat salarié	98 781 850	3,97	4,65	2,66	3,97	2,75	2,97
Groupe CDC	44 644 091	1,83	1,75	1,88	2,01	1,88	2,03
CNP Assurances	24 217 937	0,99	0,78	0,99	0,87	1,02	0,90
Autodétention	23 891 170	0,98	0,76	1,92	1,68	1.54	1,36
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public		63,57	54,23	63,36	58,89	60,05	57,13
TOTAL	-	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

ns non significatif
(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 2018 (données au 27 décembre 2018 issues de la déclaration de franchissement de seuil)

En application des dispositions de l'article L.233-13 du Code de commerce il est précisé qu'à la connaissance d'ENGIE, deux actionnaires connus (l'État et BlackRock) détiennent, à la clôture de l'exercice 2018, 5% ou plus du capital ou des droits de vote.

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

Déclarant	Date de franchissement	Mouvement	% du capital	% des droits de vote théoriques	N° avis AMF
BlackRock	04/12/2018	Baisse	4,97	3,95	218C1931
BlackRock	27/12/2018	Hausse	5,02	3,99	218C2058
BlackRock	10/01/2019	Baisse	4,97	3,97	219C0068
BlackRock	17/01/2019	Hausse	5,08	3,96	219C0126
BlackRock	22/01/2019	Baisse	4,94	3,85	219C0151

BlackRock a franchi à cinq reprises le seuil légal le seuil légal du vingtième (5%) du capital d'ENGIE. A trois reprises, les 4 décembre 2018, 10 et 22 janvier 2019, BlackRock a franchi ce seuil à la baisse. A deux reprises, les 27 décembre 2018 et 17 janver 2019, BlackRock a franchi ce même seuil, à la hausse.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seuls l'État et BlackRock détiennent une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

5.2.4 Action spécifique

Conformément à l'article L. 111-68 du Code de l'énergie et à l'article 7 de la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir plus du tiers du capital ou des droits de vote de la Société, la participation de l'État pouvant être inférieure à ce seuil à condition qu'elle atteigne de nouveau ce seuil du tiers du capital ou des droits de vote dans un délai de deux ans.

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° 2015-1482 du 16 décembre 2015 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 de Référence, il n'existe, à la connaissance d'ENGIE, aucun accord relatif à une option 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.

5.2.5 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 6.1.1.1.3 «Objectifs financiers 2019», 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 17 mai 2019 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2018 d'un montant de 1,12 euro par action, dont 0,37 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 12 octobre 2018 ; la majoration de dividende s'élèvera alors à 0,112 euro pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Ce dividende de 1,12 euro par action comprend un dividende ordinaire de 0,75 euro par action conformément à l'objectif du Groupe annoncé le 8 mars 2018 et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action visant à neutraliser, pour les actionnaires, l'effet de l'arrêt du paiement de l'acompte sur dividende traditionnellement versé en octobre, à compter de l'exercice fiscal 2019. La mise en paiement du solde du dividende ordinaire et du dividende exceptionnel est prévue le 23 mai 2019.

Pour l'avenir, ENGIE annonce une nouvelle politique de dividende à moyen terme, dans une fourchette de 65 % à 75 % de ratio de distribution sur la base du RNRPG. Au titre de l'exercice fiscal 2019, ENGIE vise un dividende dans le haut de cette fourchette.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES ENGIE DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euro)*
2013	1,50
2014	1,00
2015	1,00
2016	1,00
2017	0,70

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

5.3 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2018	28 février 2019
Publication des résultats du premier trimestre 2019	14 mai 2019
Assemblée Générale des actionnaires	17 mai 2019
Publication des résultats semestriels 2019	30 juillet 2019

6

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 186

6.1.1 Rapport d'activité 186
6.1.2 Trésorerie et capitaux 204
6.2.1 États financiers consolidés 205

6.2 Comptes consolidés 205

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 213

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 339

6.4 Comptes sociaux 345

6.4.1 États financiers sociaux 346
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 350
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 391

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 392

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Résultats annuels ENGIE 2018

Les données précédemment publiées et présentées ci-après ont été retraitées afin de tenir compte (i) des impacts liés à l'application des nouvelles normes IFRS 9 – Instruments Financiers et IFRS 15 – Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients, et (ii) de la présentation dans les comptes au 31 décembre 2017 (pour le compte de résultat, l'état du résultat global et de flux de trésorerie) des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées. Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présenté dans la Note 2 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés.

Principaux faits marquants financiers de l'année 2018

Atteinte des objectifs annuels : résultat net récurrent part du Groupe de 2,5 milliards d'euros, ratio dette nette/EBITDA à 2,3x.

Stabilité de l'EBITDA qui démontre la solidité du modèle d'ENGIE, une dynamique sous-jacente positive des activités de croissance qui compense les impacts financiers défavorables dus aux importantes maintenances non programmées d'unités nucléaires en Belgique, à des effets de change négatifs et à l'effet dilutif des cessions.

Croissance organique [1] de l'EBITDA solide, à 5%, qui reflète la progression des activités stratégiques du Groupe, particulièrement notable sur les activités Renouvelables et Solutions Clients BtoB et BtoT.

Une réduction de la dette nette du Groupe (-1,4 milliard d'euros vs. fin 2017) grâce à une robuste génération de cash opérationnelle [2] et aux cessions. **La solidité de la structure financière** du Groupe est confirmée par les agences de notation qui placent le Groupe en tête de son secteur.

Bilan du plan stratégique 2016-2018 : un portefeuille d'actifs reconfiguré, moins exposé aux prix de marché, moins carboné et présentant un potentiel de croissance amélioré. Une transformation permise par un programme de rotation de portefeuille (16,5 milliards d'euros de cessions quasiment finalisées [3]), des investissements stratégiques (14,3 milliards d'euros d'investissements de croissance réalisés [4]), des gains de performance (1,3 milliard d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA depuis 2015), le développement d'une force commerciale davantage orientée client ainsi que par l'accélération du développement dans les énergies renouvelables.

Dans la continuité du repositionnement stratégique entamé en 2016, ENGIE a poursuivi avec succès le développement de ses activités prioritaires. **Ses positions ont été renforcées dans les Solutions Clients**, (i) par des **acquisitions ciblées** en Amérique latine, aux États-Unis, en Allemagne et à Singapour, (ii) par des **gains de contrats** sur des segments en très forte croissance (mobilité, gestion de campus, et réseaux de froids), (iii) par la **croissance du carnet de commande** dans les activités d'installation ainsi que par **l'augmentation des ventes d'électricité et de gaz en offres de marché** en France. Dans les **Infrastructures**, la régulation du stockage en France a été mise en œuvre, le cap des 2,5 millions de compteurs communicants gaz installés en France a été franchi et les activités en Amérique latine se sont développées. Dans les **Renouvelables**, 1,1 GW de capacités éoliennes et solaires ont été ajoutées en 2018. Enfin dans le **Thermique contracté** de nouveaux contrats long terme ont été signés.

Pour 2019, **ENGIE prévoit un résultat net récurrent part du Groupe en hausse**, compris entre 2,5 et 2,7 milliards d'euros [5]. À moyen terme, ENGIE annonce une nouvelle politique de dividende, dans **une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg. Au titre de l'année fiscale 2019, ENGIE vise un dividende dans le haut de cette fourchette.**

(1) Croissance hors effets change et périmètre.

(2) I.e. marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

(3) Impact cumulé du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2018.

(4) Impact cumulé du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2018, net des produits de cessions dans le cadre de l'activité DBpSO (Develop, Build, partial Sell & Operate), hors capex E&P et upstream/midstream LNG et hors capex corporate.

(5) Ces objectifs et cette indication reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autre que lié à IFRS 16, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macroéconomique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2018 pour la partie non couverte de la production, de cours de change moyens suivants pour 2019 : €/USD : 1,16 ; €/BRL : 4,42 et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

DONNÉES FINANCIÈRES AU 31 DÉCEMBRE 2018

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	60,6	59,6	+1,7%	+1,7%
EBITDA	9,2	9,2	+0,4%	+4,7%
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	5,1	5,2	-0,9%	+5,1%
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2,5	2,2	+10,1%	+17,3%
Résultat net, part du Groupe	1,0	1,3	-21,7%	
Cash Flow From Operations (CFFO)	7,3	8,5	(1,2) Mds€	
Endettement financier net	21,1	22,5	(1,4) Mds€	

6.1.1.1.1 Analyse des données financières 2018

Chiffre d'affaires de 60,6 milliards d'euros

Le **chiffre d'affaires** au 31 décembre 2018 s'élève à 60,6 milliards d'euros, en hausse de 1,7% en brut et en organique par rapport à 2017.

La **variation brute du chiffre d'affaires** est impactée par un effet de change défavorable (-929 millions d'euros), notamment lié à la dépréciation du real brésilien et du dollar américain face à l'euro, ainsi que par des effets de périmètre globalement positifs (+955 millions d'euros). Les effets de périmètre sont principalement liés aux acquisitions réalisées dans les Solutions Clients (notamment Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni, MCI en France, Talen et Unity aux États-Unis) et à l'acquisition de deux concessions hydroélectriques au Brésil. Ces effets positifs sont partiellement compensés par la cession des activités de production thermique d'électricité au Royaume-Uni et en Pologne en 2017 et de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie début 2018.

La **croissance organique du chiffre d'affaires** s'explique principalement par des hausses tarifaires et des nouveaux contrats de fourniture d'électricité signés en Amérique latine, la croissance des ventes d'électricité d'origine hydraulique en France et au Brésil, la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers en France, la hausse des ventes dans les activités de commercialisation d'énergie au Royaume-Uni, en Roumanie et en Australie, ainsi que par le meilleur niveau d'activité dans les solutions *BtoB et BtoT* en France et dans le reste de l'Europe. Cette croissance du chiffre d'affaires est partiellement compensée par l'effet des nouvelles modalités de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz en Europe depuis fin 2017, sans effet sur l'EBITDA, ainsi que par la baisse des ventes de gaz en France.

EBITDA de 9,2 milliards d'euros

L'**EBITDA** de la période s'élève à 9,2 milliards d'euros, en hausse de 0,4% en brut et de 4,7% en organique par rapport à l'année 2017.

La **croissance brute de l'EBITDA** intègre un effet de change défavorable (-258 millions d'euros) principalement lié à la dépréciation du real brésilien face à l'euro et dans une moindre mesure à celle du dollar américain, et un effet périmètre négatif (-113 millions d'euros). Cet effet de périmètre s'explique principalement par les cessions de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie début 2018 et des activités de production thermique d'électricité au Royaume-Uni fin 2017, partiellement compensées notamment par l'acquisition de deux concessions hydroélectriques au Brésil fin 2017 et par diverses acquisitions dans les solutions *BtoB et BtoT* notamment aux États-Unis et au Moyen-Orient.

La **croissance organique de l'EBITDA** s'explique principalement par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires. Contribuent également à cette croissance organique la performance des activités d'achat et de vente de gaz (liée à l'évolution favorable des marchés en Europe et au nouveau mode de gestion de certains contrats long terme), les effets du programme de performance *Lean* 2018, ainsi que l'impact positif de la mise en œuvre de la régulation du stockage de gaz en France. Ces effets viennent plus que compenser l'impact négatif de l'activité nucléaire en Belgique lié à d'importantes maintenances non programmées ainsi qu'à une baisse des prix captés.

6

Croissance organique de l'EBITDA par segment :

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Amérique du Nord	0,2	0,2	+0,1%	-7,5%
Amérique latine	1,8	1,7	+3,8%	+11,1%
Afrique/Asie	1,1	1,3	-11,7%	+6,0%
Benelux	(0,2)	0,5	-133,7%	-133,5%
France	1,7	1,5	+14,2%	+14,2%
Europe hors France & Benelux	0,7	0,6	+4,6%	+6,5%
Infrastructures Europe	3,5	3,4	+3,3%	+3,3%
GEM	0,2	(0,2)	NA	NA
Autres	0,2	0,1	+56,6%	NA
TOTAL	**9,2**	**9,2**	**+0,4%**	**+4,7%**

- L'**EBITDA du secteur Amérique du Nord** affiche une décroissance organique de 7,5% du fait d'éléments ponctuels en 2017 et 2018 rendant la comparaison malaisée et de la hausse des coûts de plateformes de développement éoliennes et solaires dont la contribution est attendue à partir de 2019. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par la croissance des activités de production d'électricité d'origines thermique et renouvelable, du fait de conditions climatiques favorables aux États-Unis et au Canada, et de la contribution du champ solaire Holman mis en service au Texas au second semestre 2017.
- L'**EBITDA du secteur Amérique latine** présente une forte croissance organique de 11,1% qui s'explique principalement par l'amélioration de la production d'électricité au Brésil (meilleure hydrologie et mise en service de nouveaux parcs éoliens), par des augmentations tarifaires dans les infrastructures gazières au Mexique et en Argentine ainsi que par de nouveaux contrats long terme de vente d'électricité au Chili. Ces effets sont partiellement compensés par la fin de contrats long terme de vente d'électricité au Pérou fin 2017.
- L'**EBITDA du secteur Afrique/Asie** connaît une croissance organique soutenue de 6,0% s'expliquant principalement par une hausse des activités solaires en Inde et des activités de distribution de gaz en Thaïlande.
- L'**EBITDA du secteur Benelux** est en décroissance organique très significative de 134% principalement du fait des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui ont été très fortement impactées par des arrêts non programmés, conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%), ainsi que par la baisse des prix captés.
- L'**EBITDA du secteur France** présente une forte croissance organique (14,2%) principalement liée à l'augmentation significative de la production électrique renouvelable d'origine hydraulique, au niveau important de marges dans les cessions partielles d'actifs éoliens et solaires, ainsi qu'à la progression des marges dans les solutions BtoB et BtoT, ces effets positifs étant partiellement compensés par la baisse des marges dans les activités de commercialisation de gaz aux particuliers.
- L'**EBITDA du secteur Europe hors France et Benelux** enregistre une croissance organique de 6,5% qui s'explique notamment par de meilleures performances des activités de Solutions Clients au Royaume-Uni, en Roumanie et en Espagne.
- L'**EBITDA du secteur Infrastructures Europe** affiche une croissance organique de 3,3% due principalement à la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage en France à compter du 1er janvier 2018.
- L'**EBITDA du secteur GEM (Global Energy Management)** est en très forte croissance organique ; cela s'explique principalement par la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable (comparée à une moindre performance début 2017 marquée par des difficultés d'approvisionnement dans le sud de la France), ainsi que par un impact positif du changement de mode de gestion de certains contrats long terme.
- L'**EBITDA du secteur Autres** est en forte croissance organique du fait notamment des économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean* 2018 et d'éléments positifs ponctuels sur l'activité de production thermique d'électricité en Europe (dénouements favorables de litiges) qui ont compensé des conditions de marché moins favorables en 2018 qu'en 2017.

Selon les activités, la performance de l'EBITDA est la suivante :

En milliards d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Solutions clients	2,4	2,2	+9%	+5%
Dont BtoC	*0,7*	*0,7*	*-1%*	*+0%*
Dont BtoB & BtoT	*1,7*	*1,5*	*+13%*	*+7%*
Infrastructures	3,9	3,8	+4%	+5%
Renouvelable et thermique contracté	2,8	2,5	+9%	+15%
Dont Renouvelable	*1,6*	*1,4*	*+17%*	*+25%*
Dont Thermique contracté	*1,1*	*1,1*	*-1%*	*+4%*
Merchant	0,5	0,8	-29%	-29%
Dont Nucléaire	*(0,5)*	*0,1*	*NA*	*NA*
Dont Merchant hors Nucléaire	*1,1*	*0,6*	*+76%*	*+77%*
Autres[1]	(0,4)	(0,1)	NA	NA
TOTAL	**9.2**	**9.2**	**+0,4%**	**+4,7%**

(1) Y compris les activités cédées sur la période ou en cours de cession.

En dehors du nucléaire, toutes les activités sont en croissance brute et organique, et ce malgré un effet change défavorable significatif.

- Dans les **Solutions Clients**, la croissance brute de 9% de l'EBITDA s'explique par la forte croissance globale des solutions *BtoB et BtoT* et la stabilité des activités BtoC.

  Les solutions *BtoB et BtoT*, en croissance brute de 13%, bénéficient de la contribution des acquisitions réalisées, de la performance des activités de services en Europe aussi bien en termes de volumes que de marges, ainsi que des activités de commercialisation de gaz et d'électricité sur le segment des professionnels en Europe et en Amérique latine.

  Les activités BtoC, stables par rapport à 2017, enregistrent une décroissance des volumes et des marges sur les ventes de gaz en France, compensée par une hausse du portefeuille client d'électricité en France et en Australie et par des éléments positifs ponctuels en Europe.
- La bonne performance de l'activité **Infrastructures** (5% en variation organique), malgré un effet température défavorable en France, est portée principalement par la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage de gaz en France au 1er janvier 2018, par les augmentations tarifaires dans le transport de gaz au Mexique et par le développement des activités de distribution de gaz en Argentine et en Thaïlande. Ces effets positifs sont partiellement compensés par la mise en œuvre des nouvelles dispositions contractuelles dans les

activités de transport sur la conversion de gaz à bas pouvoir calorifique dans le Nord de la France.

- Les activités **Renouvelables** et **Thermique contracté** sont en croissance brute de 9% et en forte croissance organique de 15%. L'impact lié à la dépréciation du réal brésilien et dans une moindre mesure du dollar américain face à l'euro n'est que partiellement compensé par la contribution de deux nouvelles concessions hydrauliques au Brésil acquises fin 2017. Les activités de production d'électricité **Renouvelable** sont en forte croissance organique (25%). Cette hausse s'explique principalement par le niveau important des résultats de cessions partielles de parcs éoliens et solaires en 2018 (modèle DBpSO [1]) et par la croissance de la production électrique d'origine hydraulique en France. Les activités **Thermique contracté** sont en croissance organique de 4% malgré des éléments positifs ponctuels plus importants en 2017 qu'en 2018. Elles bénéficient du gain de nouveaux contrats long terme de vente d'électricité au Chili et de la mise en service de la centrale Safi au Maroc, venant plus que compenser la fin de contrats long terme de vente d'électricité au Pérou.
- Les activités **Nucléaires** sont en très forte décroissance du fait des arrêts non programmés en Belgique conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%) ainsi qu'en raison des prix captés en baisse.
- Enfin, les activités *Merchant* **hors nucléaire** sont en très forte croissance brute (76%) et organique (77%) du fait de la bonne performance des activités d'achat et vente de gaz (GEM) et des activités de production d'électricité thermique en Europe.

Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence de 5,1 milliards d'euros

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 5,1 milliards d'euros, en recul de 0,9% en brut et en progression de 5,1% en organique par rapport au 31 décembre 2017, en ligne avec les taux de croissance de l'EBITDA.

Résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies de 2,5 milliards d'euros et Résultat net part du Groupe de 1,0 milliard d'euros

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018, en forte hausse de 10,1% par rapport au 31 décembre 2017, en lien avec l'amélioration constatée au niveau du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence à laquelle s'ajoute une amélioration du taux effectif d'impôt récurrent.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,0 milliard d'euros, contre 1,3 milliard d'euros au 31 décembre 2017. Il est impacté négativement principalement par des pertes de valeur, ces effets étant partiellement compensés par le résultat de cession des activités amont du gaz naturel liquéfié (« Activités non poursuivies»).

Dette nette financière de 21,1 milliards d'euros

La **dette nette** financière s'établit à 21,1 milliards d'euros, en réduction de -1,4 milliard d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement (i) de la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (7,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (4,4 milliards d'euros, avec notamment la finalisation des cessions des activités d'exploration-production et amont GNL, de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie et des activités de distribution en Hongrie, ainsi que le classement en «Actifs destinés à être cédés» de la participation dans Glow, opérateur de centrales de production d'électricité dans la région Asie-Pacifique). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts de la période (7,6 milliards d'euros [2]) ainsi que (ii) par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,7 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Le ***cash-flow* des opérations (CFFO)** s'établit à 7,3 milliards d'euros, en recul de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,5 milliard d'euros et par une baisse des *cash flows* financiers, partiellement compensées par une amélioration de la génération de *cash* opérationnelle et par de moindres décaissements d'impôts.

A fin décembre 2018, le **ratio dette nette financière / EBITDA** s'élève à 2,3x, inférieur à l'objectif d'un ratio inférieur ou égal à 2,5x. Le coût moyen de la dette brute de 2,68% est en très légère hausse par rapport à fin décembre 2017.

Le **ratio dette nette économique** [3]**/ EBITDA** s'établit à 3,85x, stable par rapport à fin 2017. Après prise en compte de l'impact de la mise en œuvre de la norme IFRS 16 au niveau de l'EBITDA [4], le ratio est de 3,66x.

6

(1) Develop, Build, partial Sell & Operate.

(2) Net des produits de cession dans le cadre de l'activité DBpSO.

(3) La dette nette économique s'établit à 35,6 milliards d'euros à fin décembre 2018 (vs. 36,4 milliards d'euros au à fin décembre 2017) ; elle intègre notamment les provisions nucléaires et les avantages postérieurs à l'emploi ; le détail de son calcul est présenté dans la Note 6.7 des comptes consolidés).

(4) Les loyers correspondants aux engagements de location intégrés à la dette nette économique sont par cohérence retraités de l'EBITDA (pour environ 0,5 milliard d'euros), reflétant les effets attendus à compter de 2019 de l'application de la nouvelle norme IFRS 16 - Contrats de location.

6.1.1.1.2 Stratégie de repositionnement d'ENGIE réussie

ENGIE a poursuivi avec succès son repositionnement stratégique avec l'atteinte des objectifs que le Groupe s'était fixé en 2016 :

- la cession de sa participation dans Glow en Asie-Pacifique annoncée en juin 2018 aura un impact de 3,2 milliards d'euros sur la dette nette consolidée d'ENGIE. Elle permettra au Groupe de **finaliser son programme de rotation de portefeuille** lancé il y a trois ans. À ce jour, 16,5 milliards d'euros [1] de cessions ont été annoncées, dont 14 milliards d'euros de cessions déjà comptabilisées ;
- **le programme d'investissements** est également finalisé, avec 14,3 milliards d'euros [2] d'investissements de croissance depuis 2016, principalement dans les activités Renouvelables et Thermique contracté (48%), mais aussi dans les Solutions Clients (33%) et les Infrastructures (15%) ;
- sur **le programme de performance *Lean* 2018**, 1,3 milliard d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA ont été réalisés à fin décembre 2018, contre un objectif initial de réduction des coûts de 1,0 milliard d'euros.

Ce repositionnement stratégique réussi se matérialise également par une hausse de l'efficacité capitalistique et de la rentabilité du Groupe, avec en particulier un ROCEp [3] en hausse de plus de 90 points de base sur la période 2016-2018, et une augmentation des marges du résultat opérationnel courant dans les Solutions Clients de 30 points de base en 2018.

6.1.1.1.3 Objectifs financiers 2019

ENGIE prévoit pour 2019 **un résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,5 et 2,7 milliards d'euros.** Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,9 à 10,3 milliards d'euros après application de la norme IFRS 16 - *Contrats de location* [4].

Pour 2019, ENGIE prévoit :

- un ratio dette nette financière / EBITDA inférieur ou égal à 2,5x ;
- une notation de catégorie «A».

Afin d'assurer le suivi en interne de la réalisation de cet objectif, ainsi que sa communication, l'information sectorielle sera complétée à partir de 2019 selon un projet d'adaptation de l'organisation qui sera proposé prochainement.

6.1.1.1.4 Politique de dividende

Au titre des **résultats 2018**, ENGIE confirme le paiement d'un **dividende ordinaire de 0,75 euro par action, en numéraire**.

À compter de 2020 [5], le dividende annuel sera versé en une seule fois, à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire (AGO) approuvant les comptes annuels.

Afin de neutraliser l'impact de cette transition pour les actionnaires en 2019, ENGIE soumettra à l'approbation de ses actionnaires lors de son AGO du 17 mai prochain un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action, ce qui portera la distribution totale décidée par cette Assemblée Générale à 1,12 euro par action.

Pour l'avenir, ENGIE annonce une nouvelle politique de dividende à moyen terme, **dans une fourchette de 65% à 75% de ratio de distribution sur la base du RNRpg**. Au titre de l'exercice fiscal 2019, ENGIE vise un dividende dans le haut de cette fourchette.

(1) Impact cumulé du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2018.

(2) Impact cumulé du 1er janvier 2016 au 31 décembre 2018, net des produits de cessions dans le cadre de l'activité DBSO, hors capex E&P et upstream/midstream LNG et hors capex corporate.

(3) Return On Productive Capital Employed, excluant les capitaux employés non productifs et excluant du NOPAT les éléments non récurrents de la quote-part de résultat net des entreprises mises en équivalence.

(4) Impact de l'ordre de 0,5 milliard d'euros (sans impact sur le RNRpg).

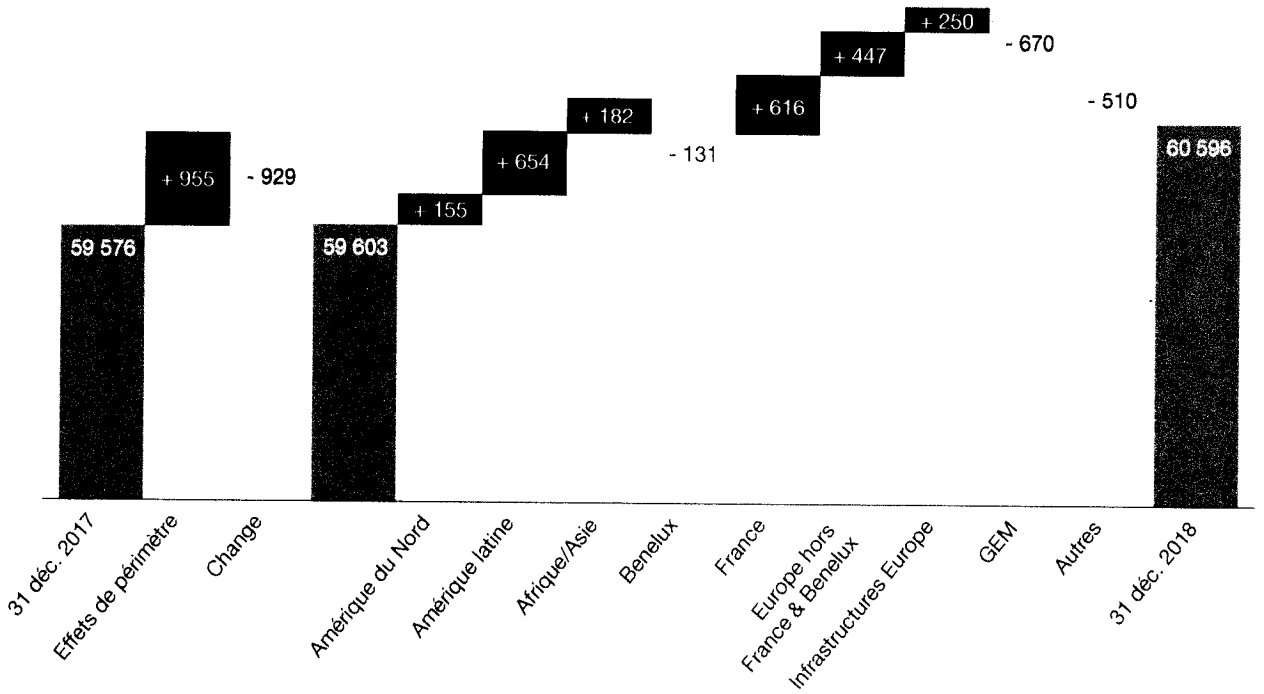
(5) Sur la base du montant distribuable de l'exercice clos le 31 décembre 2019 pour le dividende versé en 2020.

6.1.1.2 Évolution des activités du Groupe

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**60 596**	**59 576**	**+1,7%**	**+1,7%**
EBITDA	**9 236**	**9 199**	**+0,4%**	**+4,7%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 110)	(4 027)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**5 172**	**-0,9%**	**+5,1%**

ÉVOLUTION DU CHIFFRE D'AFFAIRES

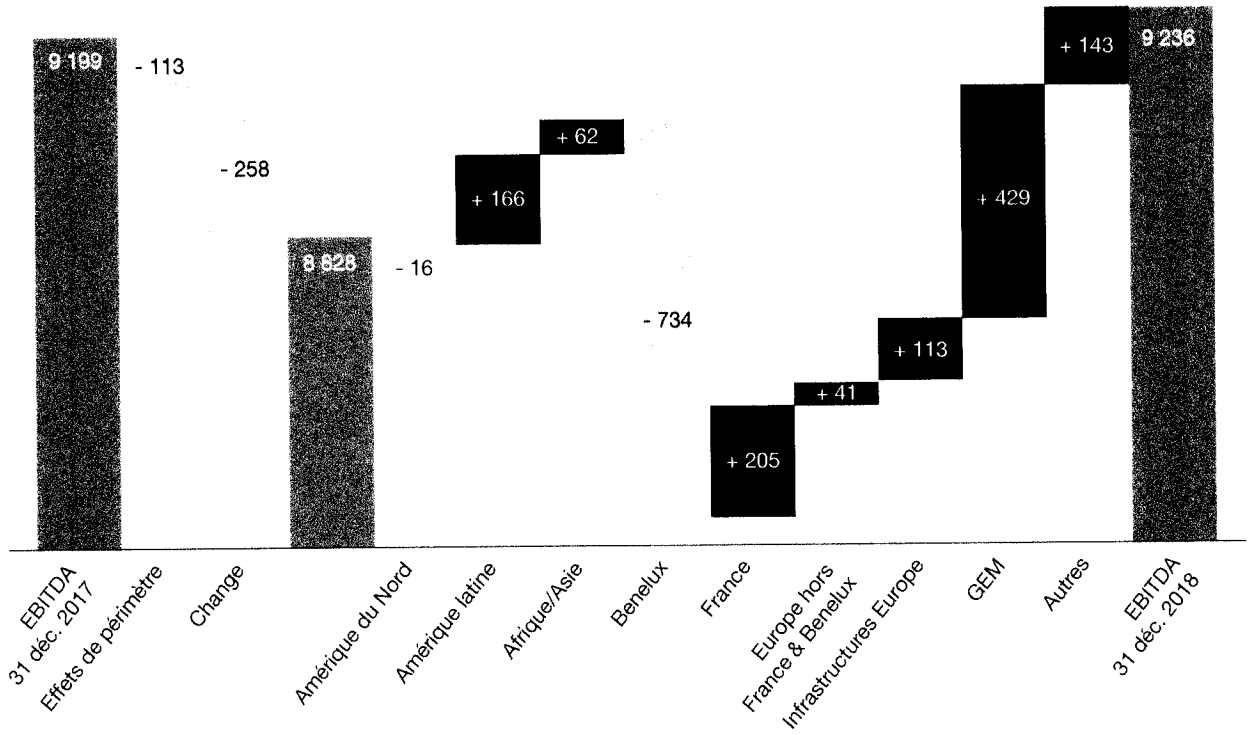
En millions d'euros



6

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



6.1.1.2.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 383**	**2 964**	**+14,1%**	**+5,5%**
EBITDA	**224**	**224**	**+0,1%**	**-7,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(73)	(50)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**151**	**174**	**-13,1%**	**-20,1%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord s'élève à 3 383 millions d'euros, en progression de 14,1%. L'effet négatif du taux de change est plus que compensé par les effets de périmètre positifs résultant notamment de l'acquisition des activités de services de Talen en septembre 2017, d'Unity en mars 2018 et de Donnelly en août 2018. Le chiffre d'affaires est en augmentation organique de 5,5%, principalement en raison de la hausse des prix et des volumes des activités GNL résiduelles.

L'**EBITDA** atteint 224 millions d'euros, stable par rapport à 2017, mais en décroissance organique de 7,5% une fois retraité de la contribution des acquisitions. Les activités de production thermiques et renouvelables sont en croissance du fait de conditions climatiques favorables dans le Nord-Est des États-Unis et au Canada ainsi que par la mise en service des actifs solaires d'Holman au deuxième semestre 2017. Ces effets sont plus que compensés par des éléments non récurrents significatifs en 2018 ainsi que par la hausse des coûts de plateformes éoliennes et solaires dont la contribution des principaux projets est attendue en 2019.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 151 millions d'euros, en décroissance organique de 20%, impacté au-delà de l'EBITDA par un effet positif ponctuel sur les dotations nettes aux amortissements en 2017.

6.1.1.2.2 Amérique latine

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 639**	**4 383**	**+5,8%**	**+17,1%**
EBITDA	**1 775**	**1 709**	**+3,8%**	**+11,1%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(419)	(433)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 355**	**1 277**	**+6,2%**	**+12,9%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine s'établit à 4 639 millions d'euros, en hausse brute de 5,8% et en progression organique de 17,1%. Le chiffre d'affaires brut est négativement impacté par la forte dépréciation du réal brésilien (-16%) et dans une moindre mesure du dollar américain (-4%), ces effets négatifs étant plus que compensés par l'effet de périmètre des nouvelles concessions hydroélectriques acquises fin 2017 au Brésil (Jaguara et Miranda) et par la hausse organique du chiffre d'affaires. Au Brésil, la croissance organique est principalement due à un essor des ventes d'hydroélectricité sur le marché spot et la mise en service commerciale de nouveaux parcs éoliens. Au Mexique et en Argentine, le chiffre d'affaires bénéficie de l'augmentation des tarifs dans les activités de distribution de gaz. Au Chili, l'activité est positivement impactée par le lancement de contrats de vente d'électricité avec des sociétés de distribution, tandis qu'au Pérou, elle est affectée par la fin de plusieurs contrats à forte marge en 2017.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de 3,3 TWh et s'élèvent à 62,6 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en hausse de 5,4 TWh et s'établissent à 34,3 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 1 775 millions d'euros, en hausse organique de 11,1%, principalement sous l'effet de l'évolution du chiffre d'affaires précitée.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 355 millions d'euros, en variation organique de +12,9%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 014**	**3 939**	**+1,9%**	**+5,0%**
EBITDA	**1 122**	**1 272**	**-11,7%**	**+6,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(229)	(256)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**893**	**1 016**	**-12,1%**	**+6,0%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 4 014 millions d'euros, en hausse brute de 1,9% et en progression organique de 5,0%. Le chiffre d'affaires brut est impacté par un effet de change négatif sur le dollar américain, le dollar australien et la livre turque. L'impact net des effets de périmètre est légèrement positif, l'effet négatif de la cession, en janvier 2018, de la centrale à charbon Loy Yang B située en Australie étant plus que compensé par la contribution positive de plusieurs acquisitions dans le domaine des Solutions client en Afrique du Sud, au Maroc, en Côte d'Ivoire, en Ouganda, en Zambie et en Australie. La croissance organique s'explique principalement par une hausse des ventes dans les activités de commercialisation en Australie et une augmentation des volumes de production d'électricité thermique contractée en Thaïlande. Ces effets sont partiellement compensés par l'impact de la fermeture, en mars 2017, de la centrale à charbon d'Hazelwood en Australie.

Les ventes d'électricité sont en baisse de 9,7 TWh et s'élèvent à 35,2 TWh, avec des volumes réduits principalement en raison de la fermeture d'Hazelwood et de la cession de Loy Yang B.

L'**EBITDA** atteint 1 122 millions d'euros, en baisse brute de 11,7% mais en progression organique de 6,0%. La baisse brute de l'EBITDA s'explique par l'impact des effets de change cités précédemment et par la cession de Loy Yang B, partiellement compensés par la contribution positive de Tabreed (réseaux de froid) aux Émirats Arabes Unis. L'évolution positive en organique résulte essentiellement d'une contribution en hausse des activités solaires en Inde et des activités de distribution de gaz de PTT NGD en Thaïlande.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 893 millions d'euros, en variation organique de +6%, essentiellement pour les mêmes raisons que celles précitées pour l'EBITDA, les économies d'amortissement résultant du classement en «Actifs destinés à être cédés» des activités de production d'électricité thermique en Thaïlande ne compensant toutefois que partiellement l'impact lié aux dépréciations d'actifs comptabilisés au sein de la quote-part du résultat net d'entreprises mises en équivalence.

6.1.1.2.4 Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**6 690**	**6 771**	**-1,2%**	**-1,9%**
EBITDA	**(186)**	**550**	**-133,7%**	**-133,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(579)	(561)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(765)**	**(11)**	**NA**	**NA**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 6 690 millions d'euros, en diminution brute de 1,2% par rapport à 2017. Cette baisse provient des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui sont à la fois affectées par un recul des volumes du fait d'arrêts plus importants en 2018 qu'en 2017 (en particulier Doel 3 du 22 septembre 2017 jusqu'au 5 août 2018 et Tihange 3, depuis le 31 mars 2018) et par une diminution des prix captés. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par les effets volumes favorables enregistrés dans les activités de commercialisation d'énergie et par la contribution à partir de 2018 des revenus des activités de services Cozie.

En Belgique et au Luxembourg, la production d'électricité s'établit à 27,5 TWh, en recul de 10,5 TWh. Aux Pays-Bas, les ventes totales d'électricité s'élèvent à 10,7 TWh, en progression de 0,9 TWh.

Les ventes de gaz naturel au Benelux, qui s'élèvent à 52 TWh, affichent une progression de +2,5 TWh par rapport à 2017 du fait d'un effet climatique favorable au 1er trimestre 2018 et à des gains nets de nouveaux clients.

L'**EBITDA** s'élève à -186 millions d'euros, en décroissance de -736 millions d'euros du fait des activités de production d'électricité d'origine nucléaire qui sont très fortement impactées par les arrêts non programmés conduisant à un taux de disponibilité très faible en 2018 (52%) ainsi que par des prix captés en baisse.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** qui s'établit à -765 millions d'euros, en recul de -754 millions d'euros par rapport à 2017, suit l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.5 France

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**15 183**	**14 157**	**+7,2%**	**+4,4%**
EBITDA	**1 669**	**1 461**	**+14,2%**	**+14,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(635)	(592)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 034**	**869**	**+19,0%**	**+18,3%**

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2018	31 déc 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz	88,3	94,7	-6,8%
Ventes d'électricité	39,0	34,3	+14,0%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(3,0)	(0,3)	(2,7)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 15 183 millions d'euros, en hausse brute de 7,2% et de 4,4% en organique. La croissance brute s'explique par l'effet de l'acquisition de plusieurs sociétés de services sur le segment des professionnels (MCI fin décembre 2017, Icomera en juin 2017, CNN MCO en septembre 2017 et Eras en mars 2018). La hausse organique est notamment liée à l'augmentation de la production électrique d'origine hydraulique grâce à la meilleure hydraulicité en 2018, à la progression des ventes d'électricité sur le segment des particuliers et à un bon niveau d'activités dans les services BtoB & BtoT.

Les ventes de gaz naturel diminuent de 6,4 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle (3,7 TWh) et en raison de l'effet température défavorable (2,7 TWh). Les ventes d'électricité augmentent de 4,8 TWh grâce à la poursuite du développement des offres aux clients particuliers (+2,9 TWh) et à la hausse des ventes à partir de la production électrique, principalement d'origine hydraulique (+1,9 TWh).

L'**EBITDA** s'établit à 1 669 millions d'euros, en augmentation de 14,2% en organique. Cette hausse s'explique par le niveau important des résultats de cessions de parcs éoliens et solaires en 2018 (notamment de parcs de la Compagnie du Vent et des projets éoliens en mer de Yeu-Noirmoutiers et de Dieppe-Le Tréport), par la croissance de la production électrique d'origine hydraulique, ainsi que par la progression des marges des activités de services.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 034 millions d'euros, en croissance organique de 18,3%, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.6 Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**9 527**	**8 831**	**+7,9%**	**+5,1%**
EBITDA	**679**	**650**	**+4,6%**	**+6,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(207)	(216)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**473**	**434**	**+9,0%**	**+11,6%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 9 527 millions et affiche une croissance brute de 7,9% et organique de 5,1% principalement sur l'activité solutions clients. La croissance brute intègre notamment l'acquisition de Keepmoat Regeneration dans la rénovation des bâtiments au Royaume-Uni (acquis en avril 2017). La croissance organique de 5,1% est liée au démarrage de l'activité de ventes d'énergie aux particuliers en juin 2017 au Royaume-Uni, à l'impact du développement de Keepmoat sur 9 mois, à l'effet prix positif sur les activités de commercialisation de gaz et d'électricité en Roumanie, et à la progression de l'activité de services en Espagne.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 29 TWh, en baisse de -1,1 TWh par rapport à 2017 notamment en Allemagne (commercialisation d'électricité aux clients professionnels). Les ventes de gaz sont en baisse de -0,4 TWh et s'établissent à 70,6 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 679 millions d'euros et enregistre une croissance organique de 6,5%. Cette hausse s'explique par les effets précédemment évoqués sur le chiffre d'affaires ainsi que par des bonnes conditions hydrologiques en Espagne. Ces éléments sont partiellement compensés par une moindre performance des activités de génération hydraulique au Royaume-Uni liée aux conditions régulatoires et de marché.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 473 millions d'euros, en variation organique de +11,6%, la hausse additionnelle par rapport à l'EBITDA venant de l'amélioration des résultats des mises en équivalence en Allemagne.

6.1.1.2.7 Infrastructures Europe

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**5 694**	**5 446**	**+4,6%**	**+4,6%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-Groupe)	**6 859**	**6 712**	**+2,2%**	
EBITDA	**3 499**	**3 386**	**+3,3%**	**+3,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 482)	(1 444)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**2 016**	**1 941**	**+3,9%**	**+3,8%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Infrastructures Europe s'élève à 5 694 millions d'euros, en hausse de 4,6% par rapport à 2017. Cette augmentation provient principalement de la hausse tarifaire dans les réseaux de transport en France, des activités de terminaux méthaniers avec une bonne performance commerciale, ainsi que du développement des ventes de stockage pour compte propre en Grande-Bretagne. Cette hausse est partiellement compensée par un effet température défavorable de 8,1 TWh soit -51,8 millions d'euros.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 499 millions d'euros, en hausse de 3,3%. Cette hausse s'explique principalement par à la mise en œuvre de la régulation de l'activité de stockage en France au 1er janvier 2018, cet effet étant partiellement compensé par la mise en œuvre des nouvelles dispositions contractuelles sur la conversion de gaz à bas pouvoir calorifique en zone Nord chez GRTgaz.

Le **résultat opérationnel courant, après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**, s'établit sur la période à 2 016 millions d'euros, en hausse de 3,9% par rapport à 2017, en ligne avec l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.8 GEM

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**6 968**	**7 638**	**-8,8%**	**-8,8%**
EBITDA	**240**	**(188)**	**NA**	**NA**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(41)	(40)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**199**	**(229)**	**NA**	**NA**

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM s'élève à 6 968 millions d'euros, en baisse de 8,8% par rapport à fin décembre 2017. Cette évolution s'explique principalement par le changement de méthode comptable appliqué à la gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage [1].

L'**EBITDA** s'établit à 240 millions d'euros, en forte hausse par rapport à fin décembre 2017, du fait de la très bonne performance des activités d'achat et de vente de gaz dans un contexte de marché favorable alors que le premier trimestre 2017 était marqué par des difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France, ainsi que par un impact positif sur l'EBITDA du changement de mode de gestion de certains contrats long terme.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 199 millions d'euros à fin décembre 2018, en croissance brute et organique, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

6.1.1.2.9 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 498**	**5 445**	**-17,4%**	**-10,2%**
EBITDA	**213**	**136**	**+56,6%**	**NA**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(444)	(436)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(232)**	**(300)**	**+22,8%**	**+37,1%**

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2018	31 déc 2017	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	36,9	42,4	-12,9%
Ventes d'électricité	34,9	46,1	-24,9%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,7)	(0,1)	(0,6)

Le secteur Autres englobe principalement les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT, (iv) Entreprises & Collectivités, ainsi que les activités de *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe ou la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 4 498 millions d'euros, en diminution brute de 17,4% et organique de 10,2%. Les effets non organiques proviennent principalement de la cession en 2017 des activités de génération thermique en Angleterre et en Pologne. La décroissance organique sur la période provient principalement de la baisse des activités aval de ventes de gaz en France et de conditions de marché moins favorables sur la production d'électricité en Europe.

Les ventes de gaz diminuent de 5,4 TWh du fait de la forte pression concurrentielle, avec un effet climatique légèrement négatif. ENGIE dispose d'une part de marché de 18% sur le marché d'affaires contre 21% à fin décembre 2017.

Les ventes totales d'électricité s'établissent à 34,9 TWh, en baisse de 11,2 TWh par rapport à décembre 2017. Cette décroissance est essentiellement liée à la cession des actifs de génération thermique en Angleterre et en Pologne et à la fin du contrat de la centrale de Rosen en Italie.

L'**EBITDA** s'élève à 213 millions d'euros, en croissance brute et organique par rapport à fin décembre 2017 s'expliquant principalement sur l'activité de génération thermique en Europe par la comptabilisation d'éléments positifs ponctuels en 2018 (dénouements favorables de

(1) À compter du 1er octobre 2017, la gestion de ces contrats s'inscrit dans une logique de gestion individuelle des contrats face aux marchés et non plus de gestion en portefeuille. En conséquence, la comptabilité de juste valeur est appliquée à la plupart de ces contrats. Ainsi les résultats du segment incluent les pertes et les gains réalisés et latents relatifs à ces contrats qui sont évalués à la juste valeur par résultat et inclus dans la marge nette présentée en chiffre d'affaires.

certains litiges notamment) et par le développement des activités ancillaires, ainsi que par la contribution des effets du programme de performance *Lean* 2018, qui ont plus compensé l'effet de conditions de marché moins favorables en 2018.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit sur la période à -232 millions d'euros, en amélioration brute et organique en lien avec celle de l'EBITDA.

6.1.1.3 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 [1]	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**5 126**	**5 172**	**-0,9%**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	29	
Pertes de valeur	(1 798)	(1 298)	
Restructurations	(162)	(669)	
Effets de périmètre	(150)	752	
Autres éléments non récurrents	(147)	(1 252)	
Résultat des activités opérationnelles	**2 645**	**2 735**	**-3,3%**
Résultat financier	(1 381)	(1 388)	
Impôts sur les bénéfices	(704)	395	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**560**	**1 741**	
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 069**	**366**	
RÉSULTAT NET	**1 629**	**2 108**	**-22,7%**
Résultat net part du Groupe	**1 033**	**1 320**	
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*(12)*	*1 047*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*1 045*	*273*	
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**595**	**788**	
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*572*	*695*	
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*24*	*93*	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 645 millions d'euros, en baisse par rapport au 31 décembre 2017 principalement en raison (i) des pertes enregistrées sur des cessions d'actifs, (ii) de pertes de valeur plus importantes comptabilisées sur l'exercice 2018, (iii) de l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières et (iv) de la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence partiellement compensés par (v) la charge non récurrente comptabilisée en 2017 relative au nouveau mode de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de transport et de stockage mis en place par la BU GEM, (vi) des charges de restructurations moins importantes.

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de 223 millions d'euros (correspondant aux opérations non qualifiées de couverture comptable), contre une incidence positive de 29 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions et par des effets nets négatifs liés au débouclement de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2017 ;
- des pertes de valeurs nettes de 1 798 millions d'euros, contre 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2017.

  Le Groupe a constaté au 31 décembre 2018 des pertes de valeur nettes de 14 millions d'euros sur les *goodwills*, 1 576 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 209 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portent principalement sur les secteurs reportables Benelux, Autres (principalement sur la BU Génération Europe), Afrique/Asie, Infrastructures et Amérique latine. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2018 s'établit à 1 540 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 10.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés. En 2017, le Groupe avait constaté des pertes de valeur nettes de 481 millions d'euros sur les *goodwills*, 787 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 30 millions d'euros sur des actifs financiers et participations dans les entreprises mises en équivalence. Ces pertes de valeur portaient principalement sur les secteurs reportables Infrastructures (stockage) et Autres (principalement sur la BU Génération Europe) ;
- des charges de restructuration de 162 millions d'euros (contre 669 millions d'euros au 31 décembre 2017) comprenant principalement des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, sites immobiliers ainsi que des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à -150 millions d'euros et comprennent principalement un résultat de -87 millions d'euros relatif à la cession de la centrale thermique Loy Yang B en Australie essentiellement au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global ;

- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -147 millions d'euros comprenant notamment des mises au rebut et des coûts accessoires à des fermetures de sites.

Le **résultat financier** est stable et s'élève à -1 381 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre -1 388 millions d'euros au 31 décembre 2017 (*cf. Note 11*).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2018 s'établit à -704 millions d'euros (contre +395 millions d'euros au 31 décembre 2017). Elle comprend un produit d'impôt de +125 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents des résultats opérationnels et financiers (contre +1 462 millions d'euros en 2017), lesquels incluent notamment des charges non récurrentes fiscalisées en France et des impôts différés actifs sur des pertes de valeurs comptabilisés en Allemagne et en Amérique latine. En 2017, ceux-ci intégraient la baisse du taux d'impôt en France en application de la loi de finances 2018 et le remboursement de la taxe de 3% sur les dividendes versés antérieurement par les sociétés françaises. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 23,7%, en diminution par rapport au taux effectif récurrent de 2017 (29,6%) en raison notamment de la reconnaissance d'actifs d'impôt différés dans plusieurs pays dans lesquels les perspectives du Groupe s'améliorent.

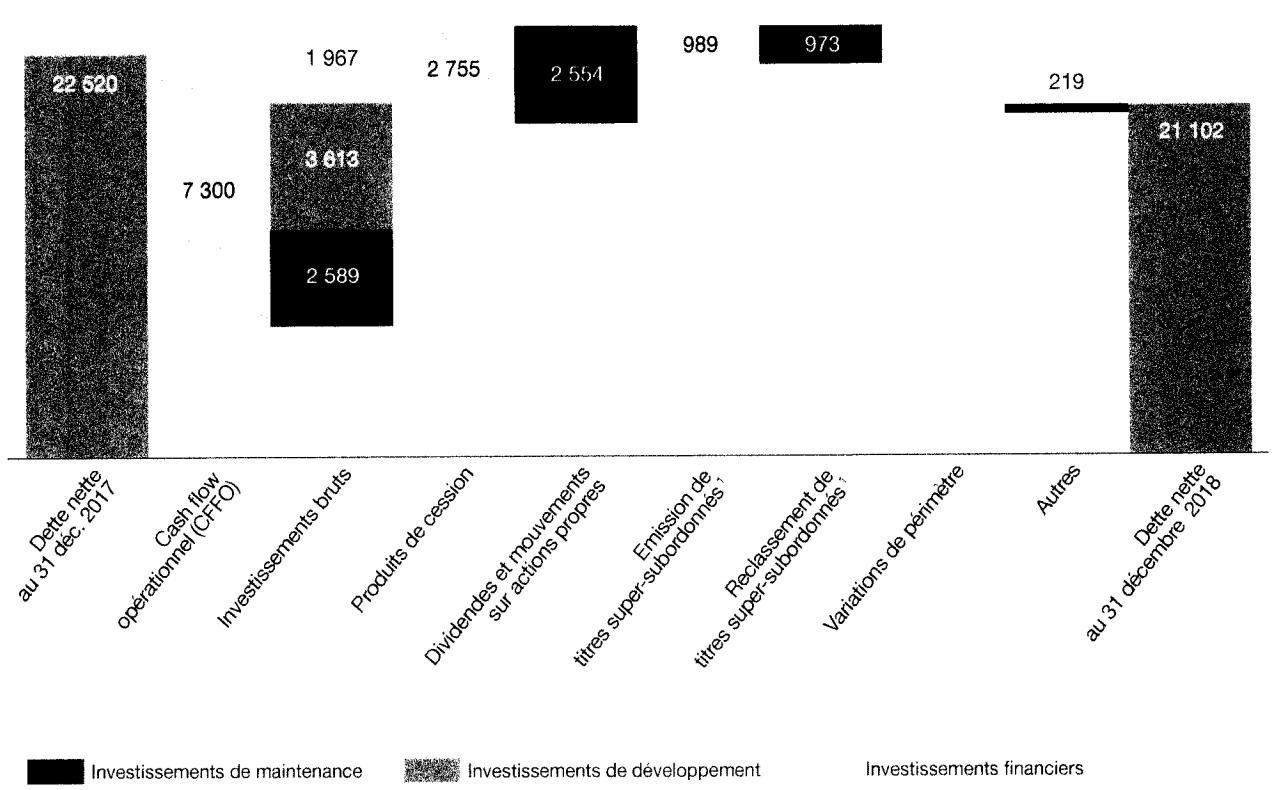
Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +572 millions d'euros, contre +695 millions d'euros au 31 décembre 2017. Sa diminution est notamment liée (i) à la variation des pertes de valeur et (ii) à la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B.

6.1.1.4 Évolution de l'endettement financier net

La **dette nette** financière s'établit à 21,1 milliards d'euros, en réduction de -1,4 milliard d'euros par rapport à fin décembre 2017. Elle bénéficie principalement (i) de la génération de cash-flow des opérations sur l'exercice (7,3 milliards d'euros), (ii) des effets du programme de rotation de portefeuille (4,4 milliards d'euros, avec notamment la finalisation des cessions des activités d'exploration-production et GNL, de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie et des activités de distribution en Hongrie, ainsi que le classement en «Actifs destinés à être cédés» de la participation dans Glow, opérateur de centrales de production d'électricité dans la région Asie-Pacifique). Ces éléments sont partiellement compensés (i) par les investissements bruts de la période (7,6 milliards d'euros [1] ainsi que (ii) par le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,7 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,8 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



(1) Cf. Note 19.2.1 «Émission de titres super-subordonnés».

(1) Net des produits de cession dans le cadre de l'activité DBpSO.

Le ratio dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2018 à 2,28 :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Dette nette (hors dette interne des activités non poursuivies)	21 102	20 788
EBITDA	9 236	9 199
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,28**	**2,26**

Le ratio dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2018 à 3,85 :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Dette nette économique (hors dette interne des activités non poursuivies)	35 590	35 127
EBITDA	9 236	9 199
RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA (1)	**3,85**	**3,82**

(1) Ratio 2018 ramené à 3,7 une fois retraités de l'EBITDA les loyers correspondants aux engagements de location intégrés à la dette nette économique (environ 0,5 milliard d'euros), reflétant ainsi les effets attendus à compter de 2019 de l'application de la nouvelle norme IFRS 16 Contrats de location.

6.1.1.4.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le *cash-flow* des opérations (CFFO) s'établit à 7,3 milliards d'euros, en recul de 1,2 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette évolution s'explique par la normalisation de la variation de besoin en fonds de roulement pour -1,5 milliard d'euros et par une baisse des *cash flows* financiers partiellement compensée par une amélioration de la génération de cash opérationnelle et par de moindres décaissements d'impôts.

6.1.1.4.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 8 169 millions d'euros et comprennent :

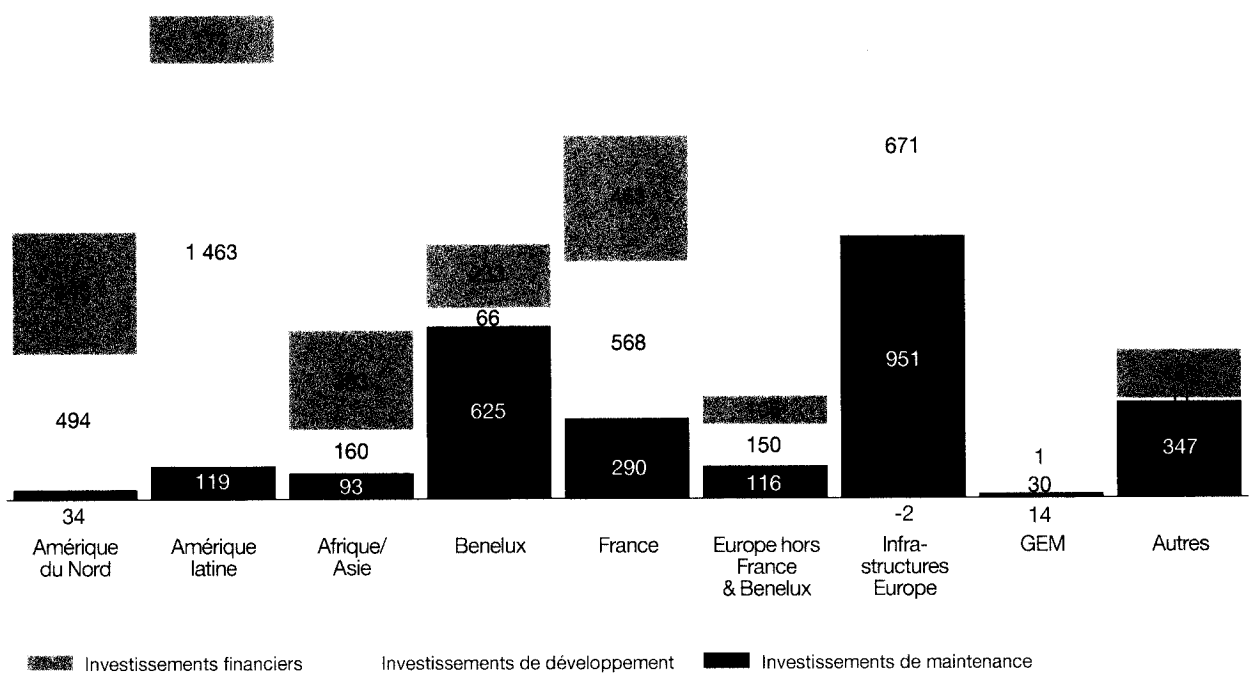
- des investissements financiers pour 1 967 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement (i) de l'acquisition en Amérique du Nord (446 millions d'euros) de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables (éolien et solaire) et des services (microréseau d'électricité, réseau de chaleur et de climatisation), en Afrique (193 millions d'euros) de sociétés opérant dans l'éolien et les services, en France du groupe Langa (174 millions d'euros), (ii) du financement du projet de construction de la centrale thermique de Safi au Maroc (149 millions d'euros), et (iii) de l'augmentation de 188 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 3 613 millions d'euros, dont 1 463 millions d'euros sur le secteur Amérique latine (construction de centrales thermiques et développement de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 671 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de distribution et de transport de gaz en France), 494 millions d'euros sur le secteur Amérique du Nord (principalement pour le développement de projets éoliens), et enfin 568 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) ;
- et des investissements de maintenance de 2 589 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 2 755 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses activités dans le gaz naturel liquéfié (GNL), de sa participation de 70% dans sa filiale ENGIE E&P International (EPI), de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B en Australie, ainsi que de ses activités de distribution de gaz en Hongrie.

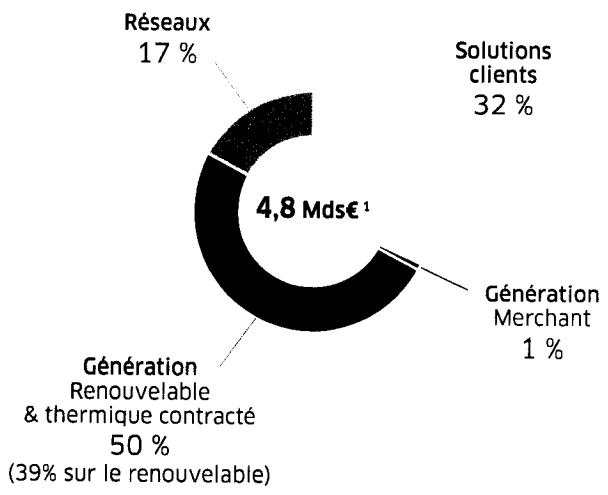
En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-2 290 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 3 124 millions d'euros.

Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



Les investissements de croissance se détaillent comme suit par activités :



PRINCIPAUX PROJETS

Faible émission de CO_2	
Brésil - éolien (Campo Largo, Umburranas) & solaire	0,7
Amérique du nord - Éolien (yc. plateforme Infinity)	0,5
Amérique latine - Projets éoliens et solaires	0,2
France - Aquisition du groupe Langa	0,2
Australie - Willogoleche (éolien)	0,1
Réseaux	
GRDF	0,4
GRTgaz	0,2
Solutions clients	
Amérique du nord - Aquisitions de Solutions clients (yc. Donnelly, Unity, Socore, Plymouth & Longwood)	0,4
Electro Power Systems	0,1
Europe hors France & Benelux - Acquisition de Priora	0,1
Amérique latine - Acquisitions de CAM, Transantigo	0,1
France BtoB - Acquisitions de proximité (*tuck-in*)	0,1

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

6.1.1.4.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 2 554 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 739 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2017 (soit 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire et 0,42 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2018 et à l'acompte sur dividende (soit 0,37 euro par action) versé en octobre 2018 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 796 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 123 millions d'euros et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.4.4 Endettement net au 31 décembre 2018

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 75% en euros et 18% en dollars américains au 31 décembre 2018.

La dette nette est libellée à 81% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 10,9 ans.

Au 31 décembre 2018, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,2 milliards d'euros.

6.1.1.5 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	Variation nette
Actifs non courants	**91 716**	**92 412**	**(696)**
Dont goodwills	*17 809*	*17 285*	*525*
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	*55 635*	*57 566*	*(1 931)*
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	*7 846*	*7 606*	*240*
Actifs courants	**61 986**	**57 729**	**4 257**
Dont actifs classés comme détenus en vue de la vente	*3 798*	*6 687*	*(2 889)*
Capitaux propres	**40 941**	**42 122**	**(1 181)**
Provisions	21 813	21 715	98
Dettes financières	32 178	33 467	(1 289)
Autres passifs	58 769	52 836	5 933
Dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	*2 130*	*3 371*	*(1 241)*

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 55,6 milliards d'euros, en baisse de-1,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités de Glow en Thaïlande, d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, et d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique en «Actifs destinés à être cédés» (-2,6 milliards d'euros) (*cf. Note 5.2*), des amortissements (-3,8 milliards d'euros), des pertes de valeurs (-1,6 milliard d'euros), des écarts de conversion (-0,1 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+6,3 milliards d'euros).

Les ***goodwills*** s'établissent à 17,8 milliards d'euros en hausse de 0,5 milliards d'euros essentiellement à la suite des acquisitions réalisées par la BU Amérique du Nord (0,2 milliard d'euros) et la BU France renouvelable (0,2 milliard d'euros), compensées par le *goodwill* relatif à la participation dans la société thaïlandaise Glow ainsi que les actifs en exploitation de la société Langa suite à leur classement en «Actifs destinés à être cédés» (-0,2 milliard d'euros).

Les **capitaux propres** totaux s'établissent à 40,9 milliards d'euros, en baisse de -0,5 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2017. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,6 milliards d'euros, dont 1,7 milliards d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,9 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), partiellement compensés par le résultat net de la période (+1,6 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 21,8 milliards d'euros et sont stables par rapport au 31 décembre 2017.

Les actifs et passifs reclassés sur les lignes **«Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs comme détenus en vue de la vente»** se rapportent au 31 décembre 2018 aux activités de Glow en Thaïlande, d'une partie des parcs solaires de la société Langa en France, et d'actifs dans les énergies renouvelables au Mexique, et au 31 décembre 2017 aux activités d'exploration-production ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie (*cf. Note 5.1*).

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 2018, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 27 833 millions d'euros, principalement du fait d'effets prix et volumes positifs dans les ventes aux autres opérateurs gaziers.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -1 058 millions d'euros au 31 décembre 2018, relativement stable par rapport à l'exercice 2017 où il était de -1 358 millions d'euros. La hausse du chiffre d'affaires (+7 248 millions d'euros) est compensée par la hausse du coût des achats de gaz (-7 471 millions d'euros). L'activité électricité est en légère progression, de 4 602 millions d'euros au 31 décembre 2017 à 4 683 millions d'euros au 31 décembre 2018, soit une évolution de 2% obtenue par le gain de clients électricité (environ 450 000 nouveaux clients) partiellement compensé de manière défavorable par la hausse du coût d'approvisionnement.

Le résultat financier s'élève à 3 718 millions d'euros, proche des 3 849 millions d'euros sur l'exercice 2017.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -2 107 millions d'euros principalement constitué des dépréciations sur titres de participation.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 549 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 1 001 millions d'euros) principalement constitué du produit d'intégration fiscale 343 millions d'euros, d'une reprise nette de provision pour impôt de 124 millions d'euros, et de divers autres impôts nets créditeurs pour 82 millions d'euros. En 2017, le remboursement par l'état de la taxe 3% sur les dividendes, invalidée par le Conseil Constitutionnel, avait impacté le résultat à hauteur de 422 millions d'euros.

Le résultat net ressort à 1 102 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 36 616 millions d'euros contre 37 191 millions d'euros à fin 2017, soit une diminution de 575 millions d'euros constituée pour majeure part de la variation de résultat entre 2017 et 2018 (-319 millions d'euros) et de l'effet de l'affectation du résultat 2017 pour -333 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les dettes financières ressortent à 36 080 millions d'euros et les disponibilités et assimilées s'élèvent à 8 032 millions d'euros (dont 5 216 millions d'euros de comptes courant 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	-					18 871	-					548 749
Montant total des factures concernées TTC	-	448,3	40,3	0,5	113,8	602,9	-	602,5	32,6	14,9	177,4	917,3
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	1,34%	0,12%	0,00%	0,34%	1,81%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	2,11%	0,10%	0,05%	0,54%	2,79%
(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées												
Nombre des factures exclues						226						-
Montant total des factures						9,9						-
(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du Code de commerce)												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	- Délais légaux : 30 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

6

6.1.2 Trésorerie et capitaux

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

Structure de l'endettement

L'endettement brut (hors découverts bancaires, coût amorti et dérivés) à fin 2018 s'élève à 30,7 milliards d'euros, en baisse par rapport à fin 2017 et se compose principalement de financements obligataires pour 22,6 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 5,0 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 billets de Trésorerie/titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute totale à fin 2018.

83% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et billets de trésorerie/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 21,3 milliards d'euros à fin 2018.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 75% en euros, 18% en dollars américains et 6% en reals brésiliens à fin 2018.

Après impact des dérivés, 81% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,68%. La dette moyenne de la dette nette est de 10,9 ans à fin 2018.

Les principaux contrats sont portés par ENGIE SA et sont décrits à la Section 6.4 Comptes sociaux Note 11 - 11.2.1 & 11.2.2.

Principales opérations de l'année 2018

Les principales opérations de l'année 2018 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 17.3.3. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». La ligne de crédit syndiquée centralisée de 5,0 milliards d'euros a été, quant à elle, renégociée en vue d'améliorer ses conditions et lui conférer un objectif environnemental en liant une partie de la marge à l'atteinte des objectifs climatiques et de transition énergétique . En outre, sa maturité a été fixée au 13/12/2023, soit une extension initiale de deux ans et huit mois qui peut être portée à 4 ans et 8 mois en cas d'exercice des deux options d'extension d'un an supplémentaire contenues dans la ligne. La mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 18-562 de l'AMF en date du 13 décembre 2018.

Notations

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

S&P a confirmé en avril 2018 sa notation à A-/A-2, et revu la perspective de négative à stable. Elle a actualisé son analyse en juillet 2018 et maintenu sa notation.

Moody's a actualisé son analyse en décembre 2018 et a confirmé sa notation à A2/P-1, avec une perspective stable.

Fitch a actualisé son analyse en septembre 2018 et a confirmé sa notation A/F1 avec une perspective stable.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2018, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de billets de trésorerie/titres négociables à court terme) de 13,2 milliards d'euros. 95% 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 2018, aucune ligne centralisée n'est utilisée.

Le Groupe met par ailleurs en place des financements dans certaines filiales dont la documentation comprend des ratios liés à leurs états financiers. Ces financements sont sans recours sur ENGIE SA ou le GIE ENGIE Alliance.

La définition ainsi que le niveau de ces ratios, également connus comme covenants financiers, sont déterminés en accord avec les prêteurs et peuvent éventuellement être revus durant la vie du prêt.

Les ratios les plus fréquents sont :

- *Debt Service Cover Ratio* = *Free Cash Flow* (Principal + charge d'intérêt) ou au service des intérêts (*Interest Cover Ratio* = EBITDA/charge d'intérêt) ;
- *Loan Life Cover Ratio* (actualisation au coût moyen de la dette des *Free Cash Flows* futurs divisée par le montant emprunté restant dû) ;
- Dette/*Equity* ratio ou maintien d'un montant minimal d'Equity.

Au 31 décembre 2018, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mises en œuvre.

6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements

Le Groupe estime que les besoins de fonds seront couverts par la trésorerie disponible et l'utilisation éventuelle de ses facilités de crédit existantes. Il pourrait néanmoins recourir au marché des capitaux de manière opportuniste.

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

Le Groupe a un total de 1,8 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2019 (hors maturité des billets de trésororerie/titres négociables à court terme de 2,9 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 9,5 milliards d'euros au 31 décembre 2018 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,2 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des billets de trésorerie/titres négociables à court terme), dont 0,8 milliard d'euros à échéance 2019.

6.2.1 États financiers consolidés

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés 205

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 213

NOTE 1 Référentiel comptable et base d'élaboration des états financiers consolidés 213

NOTE 2 Retraitement de l'information comparative 215

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2018 226

NOTE 4 Participations dans les entreprises mises en équivalence 233

NOTE 5 Principales variations de périmètre 241

NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 245

NOTE 7 Information sectorielle 249

NOTE 8 Ventes 253

NOTE 9 Charges opérationnelles 257

NOTE 10 Du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au résultat des activités opérationnelles 258

NOTE 11 Résultat financier 260

NOTE 12 Impôts 262

NOTE 13 Résultat par action 266

NOTE 14 Goodwill 267

NOTE 15 Immobilisations incorporelles 273

NOTE 16 Immobilisations corporelles 276

NOTE 17 Instruments financiers 278

NOTE 18 Risques liés aux instruments financiers 293

NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres 312

NOTE 20 Provisions 315

NOTE 21 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 319

NOTE 22 Contrats de location-financement 326

NOTE 23 Contrats de location simple 328

NOTE 24 Paiements fondés sur des actions 329

NOTE 25 Transactions avec des parties liées 332

NOTE 26 Rémunération des dirigeants 333

NOTE 27 Besoin en fonds de roulement, stocks, autres actifs et autres passifs 333

NOTE 28 Contentieux et enquêtes 335

NOTE 29 Événements postérieurs à la clôture 337

NOTE 30 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 337

NOTE 31 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 338

6

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 [1]
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	8	56 388	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats	-	4 208	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES	-	**60 596**	**59 576**
Achats		(32 190)	(31 465)
Charges de personnel	9.1	(10 624)	(10 051)
Amortissements, dépréciations et provisions	9.2	(3 586)	(3 787)
Autres charges opérationnelles	-	(10 981)	(10 978)
Autres produits opérationnels	-	1 550	1 455
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	-	**4 765**	**4 750**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	4	361	422
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**10**	**5 126**	**5 172**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	10.1	(223)	29
Pertes de valeur	10.2	(1 798)	(1 298)
Restructurations	10.3	(162)	(669)
Effets de périmètre	10.4	(150)	752
Autres éléments non récurrents	10.5	(147)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**10**	**2 645**	**2 735**
Charges financières	-	(1 981)	(2 127)
Produits financiers	-	600	739
RÉSULTAT FINANCIER	**11**	**(1 381)**	**(1 388)**
Impôt sur les bénéfices	12	(704)	395
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	-	**560**	**1 741**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	-	**1 069**	**366**
RÉSULTAT NET	-	**1 629**	**2 108**
Résultat net part du Groupe	-	**1 033**	**1 320**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	-	*(12)*	*1 047*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	-	*1 045*	*273*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	-	**595**	**788**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	*572*	*695*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	-	*24*	*93*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**13**	**0,37**	**0,49**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	-	*(0,07)*	*0,38*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	-	*0,44*	*0,11*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**13**	**0,37**	**0,49**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	-	*(0,07)*	*0,38*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	-	*0,43*	*0,11*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

NB Sauf autre mention, 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. 2018	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2017 [1]	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe [1]	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle [1]
RÉSULTAT NET		**1 629**	**1 033**	**595**	**2 108**	**1 320**	**788**
Instruments de dette [2]	17	29	29	-	(406)	(406)	-
Couverture d'investissement net	18	7	7	-	327	327	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	18	(175)	(184)	9	441	422	19
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	18	(18)	7	(26)	(136)	(126)	(11)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	12	48	43	5	(161)	(159)	(2)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		201	201	-	74	74	-
Écarts de conversion		22	(54)	77	(2 516)	(2 155)	(361)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		36	39	(3)	(121)	(68)	(53)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**150**	**88**	**62**	**(2 498)**	**(2 091)**	**(407)**
Instruments de capitaux propres	17	42	42	-	3	3	-
Pertes et gains actuariels	21	(245)	(247)	1	96	93	2
Impôts différés sur éléments ci-dessus	12	58	58	-	(97)	(92)	(4)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(43)	(45)	2	32	32	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		(3)	(1)	(2)	5	3	2
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(192)**	**(193)**	**2**	**39**	**39**	**-**
RÉSULTAT GLOBAL		**1 586**	**928**	**659**	**(351)**	**(732)**	**381**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2017 des instruments de dette intègrent les variations des titres disponibles à la vente au sens de la norme IAS 39.

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. 2018	31 déc. 2017 (1)	1er janv. 2017 (1)
Actifs non courants				
Goodwills	14	17 809	17 285	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	15	6 718	6 504	6 640
Immobilisations corporelles nettes	16	48 917	51 061	57 775
Autres actifs financiers	17	6 193	5 586	5 243
Instruments financiers dérivés	17	2 693	2 949	3 603
Participations dans les entreprises mises en équivalence	4	7 846	7 606	6 815
Autres actifs non courants	27	474	566	430
Impôts différés actif	12	1 066	854	1 297
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**91 716**	**92 412**	**99 175**
Actifs courants				
Autres actifs financiers	17	2 290	2 010	1 746
Instruments financiers dérivés	17	10 679	7 378	9 047
Créances commerciales et autres débiteurs	8	15 613	13 127	14 160
Actifs de contrats	8	7 411	6 930	6 529
Stocks	27	4 158	4 161	3 663
Autres actifs courants	27	9 337	8 508	10 697
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17	8 700	8 929	9 810
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	3 798	6 687	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS		**61 986**	**57 729**	**59 157**
TOTAL ACTIF		**153 702**	**150 141**	**158 332**

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1er janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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. 2018	31 déc. 2017 (1)	1er janv. 2017 (1)
Capitaux propres part du Groupe	-	35 551	36 283	39 253
Participations ne donnant pas le contrôle	3	5 391	5 840	5 784
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**19**	**40 941**	**42 122**	**45 037**
Passifs non courants				
Provisions	20	19 194	18 434	19 466
Emprunts à long terme	17	26 434	25 292	24 405
Instruments financiers dérivés	17	2 785	2 980	3 410
Autres passifs financiers	17	46	32	200
Passifs de contrats	8	36	258	265
Autres passifs non courants	27	960	1 007	1 180
Impôts différés passif	12	5 415	5 215	6 782
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**54 869**	**53 218**	**55 709**
Passifs courants				
Provisions	20	2 620	3 281	2 693
Emprunts à court terme	17	5 745	8 175	12 544
Instruments financiers dérivés	17	11 510	8 720	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	17	19 759	16 404	17 042
Passifs de contrats	8	3 598	3 317	2 545
Autres passifs courants	27	12 529	11 531	13 233
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	5	2 130	3 371	300
TOTAL PASSIFS COURANTS		**57 891**	**54 800**	**57 586**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**153 702**	**150 141**	**158 332**

(1) Les données comparatives au 31 décembre et 1er janvier 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super-subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 967**	**3 273**	**(1 137)**	**1 296**	**(761)**	**39 578**	**5 870**	**45 447**
Impact IFRS 9 & 15 (*cf. Note 2*)		-	-	(20)	-	(305)	-	-	(325)	(86)	(411)
CAPITAUX PROPRES AU 1ER JANVIER 2017 [1]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 947**	**3 273**	**(1 442)**	**1 296**	**(761)**	**39 253**	**5 784**	**45 037**
Résultat net	-	-	-	1 320	-	-	-	-	1 320	788	2 108
Autres éléments du résultat global	-	-	-	39	-	257	(2 349)	-	(2 052)	(407)	(2 459)
RÉSULTAT GLOBAL	**-**	**-**	**-**	**1 359**	**-**	**257**	**(2 349)**	**-**	**(732)**	**381**	**(351)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	-	-	-	37	-	-	-	-	37	-	37
Dividendes distribués en numéraire	-	-	-	(2 049)	-	-	-	-	(2 049)	(680)	(2 729)
Achat/vente d'actions propres	-	-	-	(19)	-	-	-	(122)	(140)	-	(140)
Coupons des titres super-subordonnés	-	-	-	-	(144)	-	-	-	(144)	-	(144)
Transactions entre actionnaires	-	-	-	60	-	-	-	-	60	131	191
Transactions avec impacts sur les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	(3)	-	-	-	-	(3)	(1)	(4)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence	-	-	-	(1)	-	-	-	-	(1)	-	(1)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226	226
Autres variations	-	-	-	2	-	-	-	-	2	(3)	(1)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017 [1]	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**1 333**	**3 129**	**(1 184)**	**(1 053)**	**(883)**	**36 282**	**5 840**	**42 122**

(1) Les données comparatives au 1er janvier 2017 et 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

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

(2) Les données comparatives au 1er janvier 2017 et 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(3) Concerne essentiellement la déconsolidation d'ENGIE E&P International suite à sa cession (cf. Note 5.1.2.) et le changement de méthode de consolidation d'Hazelwood (cf. Note 3.1).

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. 2018	31 déc. 2017[1]
RÉSULTAT NET		**1 629**	**2 108**
- Résultat net des activités non poursuivies		1 069	366
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**560**	**1 741**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(361)	(422)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		572	466
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		5 077	6 217
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		198	(858)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		223	(29)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		105	43
- Charge d'impôt		704	(395)
- Résultat financier		1 387	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**8 464**	**8 150**
+ Impôt décaissé		(757)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	**26.1**	**149**	**1 613**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**7 857**	**8 858**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**17**	**476**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**7 873**	**9 335**
Investissements corporels et incorporels	6.5	(6 202)	(5 778)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	6.5	(983)	(692)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	6.5	(338)	(1 311)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	6.5	(283)	(247)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		114	90
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		2 865	3 211
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		2	283
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette		186	126
Intérêts reçus d'actifs financiers		26	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres		52	171
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	6.5	(251)	(856)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(4 813)**	**(4 928)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**(1 282)**	**(242)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(6 095)**	**(5 171)**
Dividendes payés [2]		(2 659)	(2 871)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		-	389
Remboursement de dettes financières		(5 328)	(7 738)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement		(289)	(197)
Intérêts financiers versés		(727)	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		79	107
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(152)	(156)
Augmentation des dettes financières		4 724	6 356
Augmentation/diminution de capital		70	486
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		989	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		104	(140)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	6.5	(18)	1
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES		**(3 207)**	**(4 506)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES		**1 279**	**(228)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(1 928)**	**(4 734)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(78)	(286)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(1)	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**(229)**	**(867)**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		-	(16)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**8 929**	**9 813**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**8 700**	**8 929**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 123 millions d'euros au 31 décembre 2018 (144 millions d'euros au 31 décembre 2017).

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

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 27 février 2019, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2018.

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

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats d'ENGIE sont fournies pour les deux derniers exercices 2017 et 2018 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 2018, 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 2018 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2017 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2018

- IFRS 9 – *Instruments financiers*

  Conformément aux principes de transition d'IFRS 9, la nouvelle norme est appliquée de manière rétrospective pour le classement et l'évaluation des actifs et passifs financiers de même que pour les dépréciations, et de façon prospective pour la comptabilité de couverture, à l'exception des dispositions relatives à la comptabilisation de la valeur temps des instruments dérivés. Pour ceux-ci, le Groupe a décidé de comptabiliser, à partir du 1er janvier 2017, les changements de juste valeur de la composante temps en autre élément du résultat global et ce, pour les relations de couverture dans lesquelles seule la composante «*spot*» avait précédemment été désignée comme instrument de couverture.

  Pour plus de détails sur les effets d'IFRS 9 sur les états financiers, il convient de se reporter aux Notes 2, 17 et 18 ;

- IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients*

  La première application a été réalisée conformément à la méthode rétrospective qui requiert de retraiter l'information comparative à la date de première application. Le Groupe a par ailleurs retenu les mesures de simplification autorisées par la norme en matière de contrats achevés ou modifiés au 1er janvier 2017.

  Pour plus de détails sur les effets d'IFRS 15 sur les états financiers, il convient de se reporter aux Notes 2 et 18 ;

- amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classement et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions* ;
- IFRIC 22 – *Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée* ;
- améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 [2].

L'analyse des incidences de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 figure dans les Notes précitées.

Les autres amendements, interprétations et améliorations n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2019 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 16 – *Contrats de location*

  En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location, sans distinction entre contrats de «location simple» et contrats de «location-financement».

  Le principal impact attendu sur les comptes consolidés est une augmentation des droits d'utilisation à l'actif du bilan et une augmentation des dettes de location au titre des contrats dans lesquels le Groupe est preneur et actuellement qualifiés de contrats de «location simple». Ils concernent principalement des immeubles et des véhicules. Au compte de résultat, la disparition des charges de loyers au titre de ces contrats conduira à une augmentation de l'EBITDA, des dotations aux amortissements et des charges financières.

  Au terme de la phase de recensement des contrats de location pour l'ensemble du Groupe, leur analyse au regard des critères du nouveau texte a été réalisée (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.). Leur recensement se poursuit désormais de manière à tenir à jour l'inventaire des contrats de location du Groupe sur une base continue. L'outil permettant d'appliquer IFRS 16 pour une volumétrie importante de contrats a été déployé dans l'ensemble des sociétés du Groupe.

  Transition

  Les travaux d'analyse des impacts liés à la transition sont en cours de finalisation sur base de la méthode rétrospective modifiée. Le Groupe

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

(2) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 1 et IAS 28 sont applicables en 2018.

a décidé d'appliquer certaines des options du nouveau texte pour la transition au 1er janvier 2019. Le Groupe a notamment choisi d'intégrer dans l'inventaire les contrats se terminant dans les 12 mois suivant la date de transition, d'imputer sur les droits d'utilisation les provisions pour contrats déficitaires existantes au 31 décembre 2018, en lieu et place d'un test d'*impairment*, ainsi que d'appliquer la clause *de grand fathering*.

Les principaux engagements liés aux contrats de «location simple» sont présentés en Note 23.1 «Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur» (se reporter à la Note 22 pour les contrats de «location-financement»). En cohérence avec le montant de ces engagements hors bilan, l'effet de ces contrats sur la dette du Groupe à compter de 2019, en application d'IFRS 16, est attendu entre 2,1 et 2,3 milliards d'euros ;

- amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Caractéristiques de remboursement anticipé avec rémunération négative ;*
- amendements IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises* (1) ;
- amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Modification, réduction ou liquidation de régime* (1) ;
- IFRIC 23 – *Incertitude relative au traitement des impôts sur le résultat* ;
- améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017 (1).

L'analyse des incidences de l'application de ces autres amendements, interprétations et améliorations, est en cours.

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2019

- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* (1) ;
- amendements IFRS 3 – Regroupement d'entreprises : *définition d'une activité* (1) ;
- amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers* et IAS 8 – *Méthodes comptables, changements d'estimations comptables et erreurs : définition de la matérialité* (1)

L'analyse des incidences de l'application de ces normes et amendements est en cours.

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

1.2.1 Convention du coût historique

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

1.2.2 Options retenues

1.2.2.1 Rappel des options de transition IFRS 1

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

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

1.2.2.2 Regroupement d'entreprises

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

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

1.2.2.3 Tableau des flux de trésorerie

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

Les «Intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sur les sociétés sont isolés.

1.2.3 Opérations en monnaies étrangères

1.2.3.1 Conversion des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction.

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

À chaque arrêté comptable :

- les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

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

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 situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens de la période. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.2.4 Utilisation d'estimations et de jugement

1.2.4.1 Estimations

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

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

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

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

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

- l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises (se reporter à la Note 5) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» (se reporter à la Note 8) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 12) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* (se reporter à la Note 14), des immobilisations incorporelles (se reporter à la Note 15) et des immobilisations corporelles (se reporter à la Note 16) ;
- les instruments financiers (se reporter aux Notes 17 et 18) ;
- 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 (se reporter aux Notes 20 et 21).

1.2.4.2 Jugement

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

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour :

- l'évaluation de la nature du contrôle (se reporter à la Note 3) ;
- l'identification des obligations de performance des contrats de ventes (se reporter à la Note 8) ;
- la comptabilisation dans le chiffre d'affaires des coûts d'acheminement facturés aux clients (se reporter à la Note 8) ;
- la détermination des «activités normales», au regard d'IFRS 9, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.) (se reporter à la Note 18) ;
- la classification des accords qui contiennent des contrats de location (se reporter aux Notes 22 et 23).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 3 «Principales filiales au 31 décembre 2018» et dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Principes comptables

Afin d'améliorer la lisibilité des états financiers consolidés, les principes comptables sont désormais essentiellement présentés dans les notes auxquelles ils se rattachent sous forme d'encart.

NOTE 2 Retraitement de l'information comparative

Les états financiers précédemment publiés et présentés ci-après ont été retraités afin de tenir compte :

- des impacts liés à l'application des nouvelles normes IFRS 9 – *Instruments Financiers* et IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients* ; et
- de la présentation dans les comptes au 31 décembre 2017 (pour le compte de résultat, l'état du résultat global et de flux de trésorerie) des activités amont de gaz naturel liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 en tant qu'activités non poursuivies dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 – *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*.

Les activités d'exploration-production (ENGIE E&P International) faisaient déjà l'objet d'une présentation en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du 31 décembre 2017.

2.1 Incidences de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 sur les états financiers comparatifs 2017

2.1.1 Effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

2.1.1.1 Synthèse des principaux impacts

En millions d'euros	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Autres actifs financiers	7 632	(35)	-	7 596
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 702	(79)	(16)	7 606
Créances commerciales et autres débiteurs	13 247	(126)	4	13 126
Actifs de contrats	6 946	(16)	-	6 930
Autres actifs courants et non courants	114 761	37	83	114 882
TOTAL ACTIF	**150 287**	**(217)**	**70**	**150 140**
Capitaux propres part du Groupe	36 639	(224)	(132)	36 283
Participations ne donnant pas le contrôle	5 938	(11)	(87)	5 840
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**42 577**	**(235)**	**(219)**	**42 122**
Provisions	21 720	3	(8)	21 715
Passifs de contrats	3 278	-	298	3 575
Autres passifs courants et non courants	82 712	15	(1)	82 727
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**150 287**	**(217)**	**70**	**150 140**

2.1.1.2 Reclassements réalisés afin d'adapter la présentation de l'état de situation financière à l'application des deux nouvelles normes

Les principaux impacts concernent, pour IFRS 9, la reclassification des actifs financiers qui étaient présentés comme «Titres disponibles à la vente» et évalués à la juste valeur par capitaux propres, et pour IFRS 15, la présentation séparée des actifs et passifs de contrats.

En millions d'euros	**31 déc. 2017 publié**	**Reclassements**										**31 déc. 2017 reclassé**
Actifs												
Titres disponibles à la vente	2 656	(2 656)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prêts et créances au coût amorti	3 576	-	(3 576)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autres actifs financiers	-	2 656	3 576	85	(293)	-	-	-	1 608	-	-	7 632
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	-	*745*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*745*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	-	*379*	-	-	-	-	-	-	-	-	-	*379*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	-	*882*	-	-	-	-	-	-	*901*	-	-	*1 783*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	-	*650*	-	-	-	-	-	-	*213*	-	-	*863*
Prêts et créances au coût amorti	-	-	*3 576*	*85*	*(293)*	-	-	-	*494*	-	-	*3 861*
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 409	-	-	-	293	-	-	-	-	-	-	7 702
Autres actifs courants et non courants	9 059	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	9 081
Créances commerciales et autres débiteurs	20 311	-	-	(74)	-	-	(46)	(6 951)	-	-	7	13 247
Actifs de contrats	-	-	-	(4)	-	-	-	6 951	-	-	-	6 947
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 608	-	-	-	-	-	-	-	(1 608)	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 931	-	-	(7)	-	-	-	-	-	-	-	8 924
Passifs												
Provisions	21 768	-	-	-	-	-	(48)	-	-	-	-	21 720
Fournisseurs et autres créanciers	16 432	-	-	-	-	-	-	-	-	(7)	(18)	16 408
Passifs de contrats	-	-	-	-	-	-	2	-	-	3 276	-	3 278
Autres passifs courants et non courants	15 765	-	-	-	-	22	-	-	-	(3 269)	25	12 542

2.1.1.3 IFRS 9 - Instruments Financiers : effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

Les principaux effets de la première application de la nouvelle norme sur l'état de la situation financière sont résumés ci-dessous, pour chacun des trois volets d'IFRS 9.

- Classification et évaluation des actifs et passifs financiers

IFRS 9 requiert la classification et l'évaluation des actifs financiers sur la base de leur nature, des caractéristiques de leurs flux de cash contractuels et de leur modèle de gestion. La nouvelle norme ne modifie pas de manière significative la classification et l'évaluation des passifs financiers.

Pour le Groupe, le principal impact concerne la reclassification des actifs financiers qui étaient présentés comme «Titres disponibles à la vente» et évalués à la juste valeur par capitaux propres. La synthèse des reclassements est présentée dans le tableau ci-avant (*cf. Note 2.1.1.2*).

- Dépréciation

Les règles d'IFRS 9 en matière de dépréciation requièrent la reconnaissance de pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale des créances, ou dès l'octroi de prêts ou de garanties financières.

La première application d'IFRS 9 a eu pour conséquence une augmentation des dépréciations. Cette augmentation concerne essentiellement les créances commerciales et les actifs de contrats (augmentation des dépréciations de 134 millions d'euros à fin 2017 sur un montant brut total de 20 milliards d'euros) ainsi que les créances à long terme (26 millions d'euros de dépréciations supplémentaires à fin 2017 sur un montant brut de 4 milliards d'euros).

Les effets de l'évolution des dépréciations suite à la première application d'IFRS 9 sont détaillés dans le tableau ci-dessous.

En millions d'euros	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	31 déc. 2017 retraité hors impacts IFRS 15
Autres actifs financiers	**7 632**	**(35)**	**7 596**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	**745**	**(12)**	**733**
Brut	*578*	*(3)*	*575*
Juste valeur	*167*	*(9)*	*158*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	**379**	**14**	**393**
Brut	*466*	*(2)*	*464*
Juste valeur	*(87)*	*16*	*(71)*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	**1 783**	**3**	**1 786**
Brut	*1 741*	*-*	*1 741*
Juste valeur	*42*	*4*	*46*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	**863**	**(6)**	**857**
Brut	*908*	*(2)*	*906*
Juste valeur	*(46)*	*(3)*	*(49)*
Prêts et créances au coût amorti	**3 861**	**(35)**	**3 826**
Brut	*4 084*	*(8)*	*4 076*
Juste valeur	*19*	*-*	*19*
Pertes de valeur	*(242)*	*(26)*	*(269)*
Créances commerciales et autres débiteurs	**13 247**	**(126)**	**13 122**
Brut	*14 221*	*-*	*14 221*
Pertes de valeur	*(973)*	*(126)*	*(1 099)*
Actifs de contrats	**6 946**	**(16)**	**6 930**
Brut	*6 950*	*(8)*	*6 943*
Pertes de valeur	*(4)*	*(8)*	*(12)*

- Comptabilité de couverture

  La nouvelle norme vise à aligner davantage la comptabilité de couverture sur la gestion des risques, mais elle n'en a pas modifié de façon substantielle les principes.

  Le Groupe, qui applique la comptabilité de couverture essentiellement pour les risques liés à la dette nette, n'a pas observé d'effet de transition significatif à ce sujet.

Pour l'ensemble des trois volets, la première application d'IFRS 9 s'est traduite par un effet négatif de 235 millions d'euros sur les capitaux propres du Groupe au 31 décembre 2017 (y compris un effet négatif de 79 millions d'euros sur l'évaluation de la quote-part de situation nette détenue dans les entreprises mises en équivalence).

2.1.1.4 IFRS 15 - Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients : effets sur l'état de situation financière au 31 décembre 2017

Les principaux effets de la première application d'IFRS 15 sur l'état de la situation financière du Groupe concernent :

- la présentation séparée des actifs et passifs de contrats, qui conduit à un reclassement de certaines créances commerciales en actifs de contrats et de certains autres passifs courants en passifs de contrats (voir tableau synthétique des reclassements en Section 2.1.1.2 ci-avant) ;
- la mesure du chiffre d'affaires à reconnaître, plus explicitement encadrée par le nouveau texte, notamment en fonction de la réalisation des obligations de performance identifiées et qui a modifié le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires et du profil de marge de certains contrats.

Sur ce deuxième point, les contrats plus particulièrement concernés sont ceux qui portent sur les prestations d'exploitation et de maintenance de centrales de production d'énergie ou sur la mise à disposition de capacités de production. Il a pu en résulter une augmentation des passifs de contrats au titre de décalages entre prix perçu et réalisation des prestations.

En conséquence, les capitaux propres au 31 décembre 2017 s'inscrivent en diminution de 219 millions d'euros tandis que l'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires dans le compte de résultat est non significatif compte tenu de la durée de ces contrats.

2.1.2 Effets sur le compte de résultat au 31 décembre 2017

2.1.2.1 Synthèse des principaux impacts

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité hors Impacts IFRS 5 liés au GNL
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	64 280	-	(9 898)	54 381
Chiffre d'affaires sur autres contrats	749	-	5 805	6 555
CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 029**	**-**	**(4 093)**	**60 936**
Achats	(36 740)	-	3 980	(32 760)
Autres charges et produits opérationnels	(9 636)	-	78	(9 558)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**(23)**	**(39)**	**5 211**
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 819**	**(27)**	**(39)**	**2 752**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 296)**	**(100)**	**(11)**	**(1 407)**
Impôt sur les bénéfices	425	37	11	473
RÉSULTAT NET	**2 238**	**(92)**	**(38)**	**2 108**

2.1.2.2 IFRS 9 - Instruments financiers : effets sur le compte de résultat au 31 décembre 2017

L'effet de la nouvelle norme IFRS 9 sur le résultat net du Groupe au 31 décembre 2017 s'établit à -92 millions d'euros (-129 millions d'euros avant impôts).

L'impact observé sur le résultat net s'explique essentiellement par un effet ponctuel de transition suite à l'application d'IFRS 9 § 7.2.1. Ce paragraphe requiert que les actifs qui ont été décomptabilisés en 2017, notamment les créances commerciales, soient traités en continuant d'appliquer IAS 39 plutôt qu'IFRS 9. En conséquence, la reconnaissance de pertes de crédit attendues dès la comptabilisation initiale de nouvelles créances en 2017 (principalement commerciales) a eu un impact ponctuel de -113 millions d'euros sur le résultat brut de la période, présenté en résultat non récurrent.

Il est à noter qu'après la transition, les résultats récurrents pourraient être impactés essentiellement en fonction d'évolutions significatives des notations de crédit des contreparties, par exemple en cas de crise financière.

2.1.2.3 IFRS 15 - Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients : effets sur le compte de résultat au 31 décembre 2017

Les principaux impacts sur le chiffre d'affaires consolidé du Groupe sont des effets de présentation. L'impact de la nouvelle norme sur le résultat opérationnel courant est peu significatif.

Les trois principales thématiques qui concernent le Groupe sont présentées ci-dessous. Les deux premières, qui totalisent 9 526 millions d'euros, portent sur des effets de présentation, sans incidence sur le résultat opérationnel courant :

- dans certains pays où le Groupe est commercialisateur d'énergie sans en être le distributeur, l'analyse, selon IFRS 15, peut amener à ne reconnaître en chiffre d'affaires que la vente d'énergie. Le traitement comptable requis par la nouvelle norme conduit, dans certaines situations, à une diminution du chiffre d'affaires au titre de la distribution, mais sans impact sur la marge, les charges étant réduites à due concurrence. Au 31 décembre 2017, le montant du retraitement est de -3 803 millions d'euros, les charges opérationnelles s'inscrivant en diminution pour un montant identique ;

  Les pays principalement concernés sont, d'une part, la Belgique pour la distribution de gaz et d'électricité de même que pour le transport d'électricité et, d'autre part, la France pour la distribution d'électricité. À noter par ailleurs l'absence d'impact au niveau Groupe pour le gaz en France, mais un impact sur le chiffre d'affaires par secteur reportable. Le chiffre d'affaires sur les prestations de distribution de gaz, précédemment reconnu par le commercialisateur (secteur reportable France) est, sous IFRS 15, reconnu par le distributeur (secteur reportable Infrastructures Europe). Ce chiffre d'affaires représentait un montant de 1 957 millions d'euros au 31 décembre 2017 ;
- les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* sont exclues du champ d'application de la norme IFRS 15. Les ventes qui découlent de ces contrats et qui donnent lieu à livraison physique sont dès lors présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15. Au 31 décembre 2017, ces ventes s'élevaient à 5 723 millions d'euros ;
- la nouvelle norme a pour effet de modifier, pour certains types d'activités (prestation d'exploitation et de maintenance de centrales de production d'énergie ou mise à disposition de capacités de production), le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires. Cependant, l'effet sur le résultat au 31 décembre 2017 est non significatif.

2.2 Classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL)

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé la cession à Total de ses activités amont de GNL (*cf. Note 5.1.4 «Cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL) »*).

En application d'IFRS 5, les activités amont de GNL sont présentées dans le compte de résultat, l'état du résultat global et l'état de flux de trésorerie du Groupe comme une «activité non poursuivie» au 31 décembre 2017.

Les autres actifs en cours de cession au 31 décembre ne répondent pas à la définition d'«Activités non poursuivies» et ne donnent par conséquent pas lieu à retraitement.

2.3 États financiers comparatifs 2017

2.3.1 Compte de résultat au 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	64 280	-	(9 898)	(1 308)	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats	749	-	5 805	(52)	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES	**65 029**	**-**	**(4 093)**	**(1 360)**	**59 576**
Achats	(36 740)	-	3 980	1 296	(31 465)
Charges de personnel	(10 082)	-	-	31	(10 051)
Amortissements, dépréciations et provisions	(3 736)	(14)	(3)	(35)	(3 787)
Autres charges opérationnelles	(11 077)	-	61	37	(10 978)
Autres produits opérationnels	1 441	-	16	(2)	1 455
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**4 835**	**(13)**	**(39)**	**(33)**	**4 750**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	437	(10)	-	(6)	422
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 273**	**(23)**	**(39)**	**(39)**	**5 172**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	(32)	-	368	29
Pertes de valeur	(1 317)	18	-	1	(1 298)
Restructurations	(671)	-	-	2	(669)
Effets de périmètre	752	-	-	-	752
Autres éléments non récurrents	(911)	9	-	(350)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 819**	**(27)**	**(39)**	**(17)**	**2 735**
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 296)**	**(100)**	**(11)**	**19**	**(1 388)**
Impôt sur les bénéfices	425	37	11	(79)	395
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1 948**	**(91)**	**(38)**	**(77)**	**1 741**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**290**	**(1)**	**-**	**77**	**366**
RÉSULTAT NET	**2 238**	**(92)**	**(38)**	**-**	**2 108**
Résultat net part du Groupe	**1 423**	**(80)**	**(23)**	**-**	**1 320**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe	*1 226*	*(80)*	*(23)*	*(77)*	*1 047*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*196*	*-*	*-*	*77*	*273*
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	**815**	**(11)**	**(16)**	**-**	**788**
Dont Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*722*	*(11)*	*(16)*	*-*	*695*
Dont Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*93*	*-*	*-*	*-*	*93*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	**0,53**	**(0,03)**	**(0,01)**	**-**	**0,49**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action	*0,45*	*(0,03)*	*(0,01)*	*(0,03)*	*0,38*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action	*0,08*	*-*	*-*	*0,03*	*0,11*
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	**0,53**	**(0,03)**	**(0,01)**	**-**	**0,49**
Dont Résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,45*	*(0,03)*	*(0,01)*	*(0,03)*	*0,38*
Dont Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué	*0,08*	*-*	*-*	*0,03*	*0,11*

2.3.2 État du résultat global au 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impact IFRS 9	Impact IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
RÉSULTAT NET	**2 238**	**(92)**	**(38)**	**-**	**2 108**
Instruments de capitaux propres	(379)	(27)	-	-	(406)
Couverture d'investissement net	327	-	-	-	327
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	419	22	-	-	441
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(20)	14	-	(131)	(136)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(184)	(24)	-	47	(161)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	13	51	-	10	74
Ecarts de conversion	(2 583)	21	27	19	(2 516)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	(177)	1	-	55	(121)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(2 583)**	**58**	**27**	**-**	**(2 498)**
Instruments de capitaux propres		3			3
Pertes et gains actuariels	96	-	-	-	96
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(97)	(2)	-	2	(97)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	32	-	-	-	32
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	7	-	-	(2)	5
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	**38**	**1**	**-**	**-**	**39**
RÉSULTAT GLOBAL	**(307)**	**(32)**	**(11)**	**-**	**(351)**
Dont part du Groupe	*(701)*	*(22)*	*(7)*	-	*(732)*
Dont part des participations ne donnant pas le contrôle	*394*	*(9)*	*(4)*	-	*381*

2.3.3 État de situation financière au 1er janvier 2017

En millions d'euros	1er jan. 2017 publié	Classements IFRS 9 & IFRS 15	1er jan. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	1er jan. 2017 retraité
Actifs non courants						
Goodwills	17 372	-	17 372	-	-	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	6 639	1	6 640	-	-	6 640
Immobilisations corporelles nettes	57 739	-	57 739	(3)	39	57 775
Titres disponibles à la vente	2 997	(2 997)	-	-	-	-
Prêts et créances au coût amorti	2 250	(2 250)	-	-	-	-
Autres actifs financiers		5 249	5 249	(6)	-	5 243
Instruments financiers dérivés	3 603	-	3 603	-	-	3 603
Actifs de contrats		-	-	-	-	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	6 624	348	6 972	(141)	(16)	6 815
Autres actifs non courants	431	(1)	430	-	-	430
Impôts différés actif	1 250	-	1 250	7	40	1 297
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**98 905**	**351**	**99 255**	**(143)**	**62**	**99 175**
Actifs courants		-				
Prêts et créances au coût amorti	595	(595)	-	-	-	-
Autres actifs financiers		1 768	1 768	(22)	-	1 746
Instruments financiers dérivés	9 047	-	9 047	-	-	9 047
Créances commerciales et autres débiteurs	20 835	(6 666)	14 169	(19)	10	14 160
Actifs de contrats		6 536	6 536	(6)	(1)	6 529
Stocks	3 656	-	3 656	-	7	3 663
Autres actifs courants	10 692	5	10 697	1	(1)	10 697
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 439	(1 439)	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	9 825	(7)	9 819	(9)	-	9 810
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 506	-	3 506	-	-	3 506
TOTAL ACTIFS COURANTS	**59 595**	**(397)**	**59 198**	**(55)**	**15**	**59 157**
TOTAL ACTIF	**158 499**	**(47)**	**158 453**	**(198)**	**77**	**158 332**
Capitaux propres part du Groupe	39 578	-	39 578	(203)	(122)	39 253
Participations ne donnant pas le contrôle	5 870	-	5 870	(2)	(83)	5 784
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**45 447**	**-**	**45 447**	**(206)**	**(205)**	**45 037**
Passifs non courants		-				
Provisions	19 461	-	19 461	5	-	19 466
Emprunts à long terme	24 411	(6)	24 405	-	-	24 405
Instruments financiers dérivés	3 410	-	3 410	-	-	3 410
Autres passifs financiers	200	-	200	-	-	200
Passifs de contrats		53	53	-	212	265
Autres passifs non courants	1 203	(23)	1 180	-	-	1 180
Impôts différés passif	6 775	-	6 775	-	7	6 782
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**55 461**	**23**	**55 484**	**5**	**220**	**55 709**
Passifs courants		-				
Provisions	2 747	(49)	2 698	-	(5)	2 693
Emprunts à court terme	12 539	6	12 544	-	-	12 544
Instruments financiers dérivés	9 228	-	9 228	-	-	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	17 075	(24)	17 051	-	(9)	17 042
Passifs de contrats		2 454	2 454	(2)	94	2 545
Autres passifs courants	15 702	(2 456)	13 246	4	(17)	13 233
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	300	-	300	-	-	300
TOTAL PASSIFS COURANTS	**57 591**	**(70)**	**57 521**	**2**	**62**	**57 586**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**158 499**	**(47)**	**158 453**	**(198)**	**77**	**158 332**

2.3.4 État de situation financière au 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Classements IFRS 9 & IFRS 15	31 déc. 2017 reclassé	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Actifs non courants						
Goodwills	17 285	-	17 285	-	-	17 285
Immobilisations incorporelles nettes	6 504	1	6 504	-	-	6 504
Immobilisations corporelles nettes	51 024	-	51 024	-	38	51 061
Titres disponibles à la vente	2 656	(2 656)	-	-	-	-
Prêts et créances au coût amorti	2 976	(2 976)	-	-	-	-
Autres actifs financiers	-	5 598	5 598	(12)	-	5 586
Instruments financiers dérivés	2 948	(2)	2 946	3	-	2 949
Actifs de contrats	-	-	-	-	-	-
Participations dans les entreprises mises en équivalence	7 409	293	7 702	(79)	(16)	7 606
Autres actifs non courants	567	(1)	566	-	-	566
Impôts différés actif	803	(21)	782	27	45	854
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	**92 171**	**236**	**92 407**	**(61)**	**66**	**92 412**
Actifs courants						
Prêts et créances au coût amorti	599	(599)	-	-	-	-
Autres actifs financiers	-	2 033	2 033	(23)	-	2 010
Instruments financiers dérivés	7 378	(4)	7 374	4	-	7 378
Créances commerciales et autres débiteurs	20 311	(7 064)	13 247	(126)	4	13 126
Actifs de contrats	-	6 946	6 946	(16)	-	6 930
Stocks	4 155	-	4 155	-	7	4 161
Autres actifs courants	8 492	23	8 515	(1)	(6)	8 508
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	1 608	(1 608)	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	8 931	(7)	8 924	5	-	8 929
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	6 687	-	6 687	-	-	6 687
TOTAL ACTIFS COURANTS	**58 161**	**(280)**	**57 881**	**(157)**	**4**	**57 728**
TOTAL ACTIF	**150 332**	**(45)**	**150 287**	**(218)**	**70**	**150 140**
Capitaux propres part du Groupe	36 639	-	36 639	(224)	(132)	36 283
Participations ne donnant pas le contrôle	5 938	-	5 938	(11)	(87)	5 840
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**42 577**	**-**	**42 577**	**(235)**	**(219)**	**42 122**
Passifs non courants						
Provisions	18 428	1	18 429	5	-	18 434
Emprunts à long terme	25 292	-	25 292	-	-	25 292
Instruments financiers dérivés	2 980	-	2 980	-	-	2 980
Autres passifs financiers	32	-	32	-	-	32
Passifs de contrats		33	33	-	225	258
Autres passifs non courants	1 009	(3)	1 006	-	2	1 007
Impôts différés passif	5 220	(27)	5 193	14	8	5 215
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	**52 960**	**4**	**52 964**	**19**	**235**	**53 218**
Passifs courants						
Provisions	3 340	(49)	3 291	(2)	(8)	3 281
Emprunts à court terme	8 176	-	8 175	-	-	8 175
Instruments financiers dérivés	8 720	-	8 720	-	-	8 720
Fournisseurs et autres créanciers	16 432	(24)	16 408	-	(4)	16 404
Passifs de contrats		3 245	3 245	-	72	3 317
Autres passifs courants	14 756	(3 220)	11 536	1	(7)	11 530
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 371	-	3 371	-	-	3 371
TOTAL PASSIFS COURANTS	**54 795**	**(49)**	**54 746**	**(1)**	**55**	**54 799**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	**150 332**	**(45)**	**150 287**	**(217)**	**70**	**150 140**

2.3.5 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2017

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
RÉSULTAT NET	**2 238**	**(92)**	**(38)**	**-**	**2 108**
- Résultat net des activités non poursuivies	290	(1)	-	77	366
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES	**1 948**	**(91)**	**(38)**	**(77)**	**1 741**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(437)	10	-	6	(422)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	466	-	-	-	466
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	6 203	(19)	(2)	35	6 217
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(1 096)	(111)	-	350	(858)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	307	32	-	(368)	(29)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	44	-	-	-	43
- Charge d'impôt	(425)	(37)	(11)	79	(395)
- Résultat financier	1 296	99	11	(19)	1 387
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**8 305**	**(117)**	**(41)**	**5**	**8 150**
+ Impôt décaissé	(894)	-	-	(11)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	**1 251**	**121**	**63**	**177**	**1 613**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**8 662**	**4**	**22**	**171**	**8 858**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**647**	**-**	**-**	**(171)**	**476**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**9 309**	**4**	**22**	**-**	**9 335**
Investissements corporels et incorporels	(5 779)	-	(3)	5	(5 778)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(690)	(2)	-	1	(692)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(1 446)	-	-	135	(1 311)
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	(258)	10	-	-	(247)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	90	-	-	-	90
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	3 203	8	-	-	3 211
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	283	-	-	-	283
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	538	-	-	(412)	126
Intérêts reçus d'actifs financiers	83	2	(11)	1	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	170	-	-	-	171
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	(838)	(10)	(8)	-	(856)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**(4 645)**	**9**	**(22)**	**(270)**	**(4 928)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**(512)**	**-**	**-**	**270**	**(242)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(5 157)**	**9**	**(22)**	**-**	**(5 171)**
Dividendes payés	(2 871)	-	-	-	(2 871)
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués	389	-	-	-	389
Remboursement de dettes financières	(7 738)	-	-	-	(7 738)
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(181)	(16)	-	-	(197)
Intérêts financiers versés	(745)	-	-	1	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	100	7	-	-	107
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(156)	-	-	-	(156)
Augmentation des dettes financières	6 356	-	-	-	6 356
Augmentation/diminution de capital	224	-	-	262	486
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(140)	-	-	-	(140)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	1	-	-	-	1
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES	**(4 761)**	**(9)**	**-**	**263**	**(4 506)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**36**	**-**	**-**	**(263)**	**(228)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**(4 725)**	**(9)**	**-**	**-**	**(4 734)**
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	(294)	7	-	-	(286)
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	(10)	-	-	(1)	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**(877)**	**11**	**-**	**(1)**	**(867)**
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	(16)	-	-	-	(16)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	**9 825**	**(13)**	**-**	**-**	**9 813**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	**8 931**	**(2)**	**-**	**-**	**8 929**

2.3.6 Impacts sur certains indicateurs clés

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	IFRS 5 - GNL	31 déc. 2017 retraité
EBITDA	**9 316**	**(25)**	**(39)**	**(54)**	**9 199**
RÉSULTAT NET RÉCURRENT	**3 550**	**(120)**	**(38)**	**-**	**3 392**
Résultat net récurrent des activités poursuivies	3 135	(127)	(38)	10	2 979
Résultat net récurrent des activités non poursuivies	415	8	-	(10)	413
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE	**2 662**	**(122)**	**(23)**	**-**	**2 518**
Résultat net récurrent des activités poursuivies, part du Groupe	2 372	(127)	(23)	11	2 233
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe	291	5	-	(11)	285
RÉSULTAT NET RÉCURRENT ATTRIBUABLE AUX PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**887**	**2**	**(16)**	**-**	**874**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	762	-	(16)	-	746
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	125	3	-	-	128
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**8 311**	**6**	**11**	**181**	**8 509**

6

NOTE 3 Principales filiales au 31 décembre 2018

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 a le pouvoir de décision sur les activités clés 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.

3.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2018

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 17.1.1.1*) en tant que «Instruments de capitaux propres à la juste valeur».

La liste des principales filiales consolidées, 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 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Le sigle IG désigne la méthode de l'intégration globale.

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 *.

AMÉRIQUE DU NORD

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité/Gaz naturel/GNL/Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Distrigas of Massachussetts	Terminaux méthaniers	États-Unis	-	100,0	-	IG
ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/GNL	États-Unis	-	100,0	-	IG
ENGIE Infinity Renewables (1)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	-	IG	-
SoCore Energy LLC (2)	Production et ventes d'électricité	États-Unis	100,0	-	IG	-
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Insight Service	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG

(1) Acquisition le 20 février 2018.
(2) Acquisition le 16 avril 2018.

AMÉRIQUE LATINE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG

AFRIQUE/ASIE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe Glow [1]	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	69,1	69,1	IG	IG
Hazelwood Power Partnership [2]	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0	Opération conjointe	IG
Groupe Loy Yang B [2]	Production d'électricité	Australie	-	70,0	-	IG
Simply Energy	Ventes d'énergie	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Baymina Enerji A.S.	Production d'électricité	Turquie	95,0	95,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).
(2) Changement de méthode de consolidation en 2018 consécutive à la mise en place d'une nouvelle gouvernance dans le cadre de la gestion du démantèlement du site.
(3) La centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B a été cédée le 15 janvier 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

BENELUX

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Electrabel SA *	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG

FRANCE

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE SA *	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA *	Services à l'énergie/Réseaux	France	100,0	100,0	IG	IG
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
ENGIE Green	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	66,5	64,4	IG	IG

EUROPE HORS FRANCE ET BENELUX

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Italia S.p.A *	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Keepmoat Regeneration	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Holding UK Ltd	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Limited	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG

INFRASTRUCTURES EUROPE

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France	74,6	74,8	IG	IG
Elengy	Terminaux méthaniers	France	74,6	74,8	IG	IG
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	54,1	54,2	IG	IG
Storengy Deutschland GmbH	Stockage souterrain de gaz naturel	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
Storengy SA	Stockage souterrain de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG

GEM (2018) / GEM & GNL (2017) [1]

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	**Activité**	**Pays**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Electrabel SA *	Energy management trading	France/ Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Global Markets	Energy management trading	France/ Belgique/ Singapour	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management *	Energy management trading	France/ Belgique/ Italie/ Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE SA *	Energy management trading/ Ventes d'énergie/GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

(1) La cession des activités amont de GNL a été finalisée le 13 juillet 2018. Par conséquent le secteur reportable «GEM & GNL» a été renommé «GEM» et comprend dorénavant uniquement les activités de la BU GEM.

E&P [1]

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P International	Holding - société mère	France	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Nederland B.V.	Exploration-production	Pays-Bas	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Deutschland GmbH	Exploration-production	Allemagne	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P Norge AS	Exploration-production	Norvège	-	70,0	-	IG
ENGIE E&P UK Ltd.	Exploration-production	Royaume-Uni	-	70,0	-	IG

(1) La cession d'ENGIE E&P International a été finalisée le 15 février 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
ENGIE SA *	Holding - société mère	France	100,0	100,0	IG	IG
Electrabel SA *	Holding/Production d'électricité	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA *	Holding	France	100,0	100,0	IG	IG
International Power Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE CC	Filiales financières/Fonctions centrales	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE FINANCE SA	Filiales financières	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Solar	EPC solaire	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. *	Production d'électricité	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland AG *	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	57,0	57,0	IG	IG
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

3.2 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 détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité ;
- les conséquences d'une clause 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 (secteur Infrastructures Europe) : 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 du management clé ;
- 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» - secteur France) : 49,98%

Le capital de la CNR est détenu par le Groupe à concurrence de 49,98% et par la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) à hauteur de 33,2% ; le solde, soit 16,82%, 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» - secteur Autres) : 40,4%

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

3.3 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 2018 et au 31 décembre 2017, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	**Activités**	**Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle**		**Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle**		**Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle**		**Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle**	
En millions d'euros		**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France)	Activité régulée de transport de gaz et de gestion de terminaux méthaniers	25,4	25,2	99	99	1 133	981	158	97
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	49	45	913	842	25	27
Groupe Glow (Afrique/Asie, Thaïlande) (2)	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	96	87	512	465	75	87
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	170	174	473	563	206	154
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergies	49,0	49,0	43	36	512	491	18	12
Groupe ENGIE E&P International (E&P, France et autres pays) (3)	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	NA	30,0	24	93	NA	363	38	-
ENGIE Energía Perú (Amérique latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	34	45	376	337	11	17
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	63	47	339	335	59	59
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle		-	-	18	162	1 131	1 464	294	227
TOTAL		**-**	**-**	**595**	**788**	**5 391**	**5 840**	**882**	**680**

(1) Les groupes ENGIE Energía Chile, ENGIE Brasil Energia et Glow ainsi que les sociétés Gaztransport & Technigaz et ENGIE Energía Perú sont cotés en bourse dans leurs pays respectifs.
(2) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).
(3) La cession du groupe ENGIE E&P International a été finalisée le 15 février 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).

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

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

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe Glow [1]		Groupe ENGIE Brasil Energia	
En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	2 298	2 266	1 028	895	1 354	1 287	2 017	1 935
Résultat net	389	461	94	85	262	225	544	555
Résultat net part du Groupe	283	342	45	40	165	138	374	381
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(13)	(4)	49	(122)	41	(51)	(119)	(178)
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**270**	**339**	**94**	**(82)**	**206**	**87**	**255**	**203**
État de situation financière								
Actifs courants	918	777	364	343	3 278	584	1 045	998
Actifs non courants	10 404	10 481	2 700	2 562	(257)	2 330	4 232	3 895
Passifs courants	(921)	(885)	(271)	(303)	(950)	(359)	(907)	(1 460)
Passifs non courants	(6 198)	(5 910)	(910)	(871)	(835)	(1 363)	(2 983)	(1 759)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**4 204**	**4 462**	**1 882**	**1 732**	**1 237**	**1 191**	**1 388**	**1 673**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**1 133**	**1 196**	**913**	**842**	**512**	**465**	**473**	**563**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	1 213	1 074	249	190	421	487	875	797
Flux issus des activités d'investissement	(493)	(915)	(248)	(428)	(132)	(142)	(851)	(1 551)
Flux issus des activités de financement	(740)	(149)	(15)	55	(534)	(316)	89	770
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [2]	**(20)**	**10**	**(14)**	**(183)**	**(245)**	**29**	**113**	**16**

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2018 (cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»).
(2) Hors effet des variations de change et divers.

	Groupe ENGIE Romania		ENGIE Energía Perú		Gaztransport & Technigaz	
En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Compte de résultat						
Chiffre d'affaires	1 231	1 051	427	502	246	237
Résultat net	87	74	88	117	106	78
Résultat net part du Groupe	44	38	55	72	43	32
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(3)	(13)	27	(66)	-	-
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**41**	**25**	**81**	**6**	**43**	**32**
État de situation financière						
Actifs courants	626	517	255	224	319	232
Actifs non courants	787	769	1 728	1 678	491	530
Passifs courants	(312)	(240)	(174)	(259)	(166)	(122)
Passifs non courants	(64)	(57)	(824)	(764)	(74)	(79)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**1 037**	**989**	**985**	**879**	**570**	**562**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**512**	**491**	**376**	**337**	**339**	**335**
État des flux de trésorerie						
Flux issus des activités opérationnelles	109	120	195	323	168	116
Flux issus des activités d'investissement	(58)	(38)	(19)	(73)	(9)	(6)
Flux issus des activités de financement	(54)	(67)	(144)	(242)	(94)	(95)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**(3)**	**15**	**33**	**8**	**66**	**14**

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

NOTE 4 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.

6

Les contributions respectives des entreprises associées et des coentreprises dans l'état de situation financière, le compte de résultat et l'état du résultat global au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017** (1)
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 590	5 118
Participations dans les coentreprises	3 256	2 488
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**7 846**	**7 606**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	88	263
Quote-part du résultat net des coentreprises	273	159
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**361**	**422**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	132	113
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	26	(7)
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**158**	**106**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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 détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires, en relation notamment avec les 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 décisions porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) restantes ;
- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité :

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

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

Sociétés projets au Moyen-Orient

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

Groupe SUEZ (32,06%)

À partir de la date du non-renouvellement du pacte d'actionnaires le 22 juillet 2013, ENGIE ne contrôle plus SUEZ et exerce une influence notable, en particulier pour les raisons suivantes : (i) le Groupe n'a pas la majorité de représentants au Conseil d'Administration, (ii) en Assemblée Générale, bien que l'actionnariat de SUEZ soit dispersé et qu'ENGIE dispose d'une participation importante, l'historique des votes montre qu'ENGIE n'a pas disposé à lui seul de la majorité simple aux Assemblées Générales Mixtes entre 2010 et 2018 et (iii) les accords opérationnels de transition (essentiellement constitués par un accord cadre relatif aux achats et à l'informatique) ont été conclus à des conditions normales de marché.

Coentreprises dans lesquelles le Groupe détient plus de 50%

Tihama (60%)

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

Contrôle conjoint - distinction entre coentreprise et activité conjointe

La qualification d'un partenariat avec un contrôle conjoint nécessite du jugement pour apprécier s'il s'agit d'une coentreprise ou d'une activité conjointe. L'analyse des «autres faits et circonstances» fait partie des critères de la norme IFRS 11 pour apprécier la classification d'une entité avec contrôle conjoint.

L'IFRS Interpretation Committee «IFRS IC» (novembre 2014) a notamment conclu que les autres faits et circonstances devaient créer des droits directs dans les actifs et des obligations directes au titre des passifs qui soient exécutoires pour que l'entité soit qualifiée d'activité conjointe.

Compte tenu de ces conclusions et de leur application dans le cadre de nos analyses, il n'y a pas d'activité conjointe significative au sein du Groupe au 31 décembre 2018.

4.1 Participations dans les entreprises associées

4.1.1 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 situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, et la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

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

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les entreprises associées		Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part du résultat net dans les entreprises associées		Autres éléments du résultat global des entreprises associées		Dividendes reçus des entreprises associées	
En millions d'euros			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,06	31,96	1 968	2 083	55	100	21	99	130	119
Energia Sustentável do Brasil (Amérique latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	646	784	(57)	(23)	-	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (Afrique/Asie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) (1)	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer		-	-	1 004	868	97	157	96	(16)	97	96
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne)	Réseaux de gaz et chaleur		31,57	31,57	261	247	18	14	1	4	4	2
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives			-	-	710	1 136	(25)	14	14	26	104	60
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES			**-**	**-**	**4 590**	**5 118**	**88**	**263**	**132**	**113**	**334**	**278**

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 28 020 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.
Ces entreprises associées se caractérisent par des modèles économiques et des types de partenariat relativement similaires : les sociétés projets sélectionnées à l'issue d'un processus d'appel d'offres développent, construisent et opèrent des centrales électriques et des usines de dessalement d'eau de mer dont la production est intégralement vendue à des sociétés étatiques dans le cadre de contrats de «Power and water purchase agreement» sur des périodes généralement comprises entre 20 et 30 ans.
Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IAS 17, 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 -155 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre -43 millions d'euros en 2017) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 6.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

4.1.2 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 2018											
Groupe SUEZ[1]	17 331	335	(103)	232	10 872	22 681	11 664	12 896	8 993	32,06	1 968
Energia Sustentável do Brasil	564	(142)	-	(142)	199	4 388	544	2 428	1 615	40,00	646
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 254	467	406	873	2 572	21 401	3 775	16 263	3 934	-	1 004
GASAG	1 196	56	3	59	798	1 733	1 508	196	827	31,57	261
AU 31 DÉCEMBRE 2017											
Groupe SUEZ[1]	15 783	296	(195)	101	10 314	22 517	10 920	12 889	9 022	31,96	2 083
Energia Sustentável do Brasil	789	(58)	(1)	(58)	269	4 976	591	2 695	1 960	40,00	784
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 147	633	87	720	2 512	20 958	3 979	16 219	3 272	-	868
GASAG	1 106	46	12	58	780	1 676	1 500	173	782	31,58	247

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 392 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 139 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence provient principalement de la non prise en compte de la quote-part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2018, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 297 millions d'euros.

4.1.3 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 2018.

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	-	237	(3)	33	69	4	-
Contassur[1]	-	-	-	167	2	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	126	-	-	-	76	10	-
Autres	29	4	8	17	182	2	1
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**154**	**241**	**4**	**217**	**329**	**16**	**1**

(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 situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 168 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 159 millions d'euros au 31 décembre 2017.

4.2 Participations dans les coentreprises

4.2.1 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 situation financière, le compte de résultat, les autres éléments du résultat global, ainsi que la ligne «Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence» du tableau de flux de trésorerie du Groupe.

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

Noms	Activité	Capacité	Pourcentage d'intérêt des participations dans les coentreprises		Valeurs comptables des participations dans les coentreprises		Quote-part du résultat net dans les coentreprises		Autres éléments du résultat global des coentreprises		Dividendes reçus des coentreprises	
En millions d'euros			31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Afrique/Asie, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	40,00	710	656	40	13	-	-	39	-
EcoÉlectrica (Amérique du Nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	416	470	34	44	-	-	104	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Europe hors France & Benelux, Portugal)	Production d'électricité	2 895 MW	50,00	50,00	325	329	44	40	1	3	49	135
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne)	Production et distribution d'électricité	229 MW	33,10	33,10	204	192	11	7	-	-	3	3
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	163	122	34	2	1	1	-	-
Ohio State Energy Partners (Amérique du Nord)	Services à l'énergie		50,00	50,00	129	117	5	3	5	(2)	4	1
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	91	98	6	4	-	-	13	12
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	85	66	7	1	-	-		-
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives			-	-	1 134	438	92	44	18	(9)	31	36
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES			**-**	**-**	**3 256**	**2 488**	**273**	**159**	**26**	**(7)**	**244**	**188**

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 6 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 18 millions d'euros en 2017). 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 6.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

4.2.2 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 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 amortissements des immobilisations	Résultat financier[1]	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
AU 31 DÉCEMBRE 2018							
National Central Cooling Company «Tabreed»	335	(34)	(37)	-	100	-	100
EcoÉlectrica	280	(63)	2	(3)	68	-	68
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	749	(65)	(31)	(37)	106	3	109
WSW Energie und Wasser AG	856	(11)	(3)	(19)	35	-	35
Tihama Power Generation Co	111	(5)	(24)	(8)	56	1	57
Ohio State Energy Partners	52	-	(33)	-	10	11	21
Megal GmbH	124	(63)	(4)	2	12	-	12
Transmisora Eléctrica del Norte	75	-	(33)	(5)	14	16	30
AU 31 DÉCEMBRE 2017							
National Central Cooling Company «Tabreed»[2]	121	(12)	(15)	-	34	-	34
EcoÉlectrica	301	(72)	(2)	(4)	89	-	89
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	760	(66)	(36)	(20)	100	12	112
WSW Energie und Wasser AG	879	(13)	(5)	(16)	21	1	23
Tihama Power Generation Co	120	(5)	(26)	(5)	3	2	4
Ohio State Energy Partners	27	-	(16)	-	6	(5)	1
Megal GmbH	115	(59)	(4)	2	9	-	9
Transmisora Eléctrica del Norte	7	-	4	(1)	3	(8)	(5)

(1) Les produits d'intérêts sont non significatifs.
(2) Ces éléments correspondent au montant à 100% à compter de la date acquisition par le groupe ENGIE (16 août 2017).

INFORMATIONS SUR L'ÉTAT DE 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'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2018										
National Central Cooling Company «Tabreed»	65	124	2 574	-	173	816	-	1 775	40,00	710
EcoÉlectrica	24	107	755	3	27	-	23	833	50,00	416
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (1)	231	568	1 305	287	178	763	115	761	50,00	325
WSW Energie und Wasser AG (2)	12	148	778	55	84	101	103	596	33,10	204
Tihama Power Generation Co	129	140	488	61	40	370	15	271	60,00	163
Ohio State Energy Partner	16	8	1 039	(6)	7	804	-	257	50,00	129
Megal GmbH	-	13	752	10	55	446	70	185	49,00	91
Transmisora Eléctrica del Norte	66	30	773	75	3	621	-	170	50,00	85
AU 31 DÉCEMBRE 2017										
National Central Cooling Company «Tabreed»	101	108	2 351	-	160	760	-	1 641	40,00	656
EcoÉlectrica	97	112	773	3	16	-	23	940	50,00	470
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	245	741	1 275	315	168	886	130	762	50,00	329
WSW Energie und Wasser AG	13	117	769	40	98	105	97	560	33,10	192
Tihama Power Generation Co	77	20	626	50	52	404	14	204	60,00	122
Ohio State Energy Partner	25	-	931	717	1	6	-	234	50,00	117
Megal GmbH	5	6	765	4	50	446	77	200	49,00	98
Transmisora Eléctrica del Norte	21	103	849	2	5	836	-	131	50,00	66

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 649 millions d'euros. La quote-part de ces 649 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 325 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 586 millions d'euros. La quote-part de ces 586 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 193 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 11 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par ENGIE dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 586 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

4.2.3 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 2018.

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	-	123	-	-	-	23	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	-	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	1	43	-	6	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	5	-
Futures Énergies Investissements Holding	2	17	4	-	157	-	-
Autres	36	21	6	10	116	3	8
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**104**	**205**	**10**	**17**	**400**	**32**	**8**

4.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

4.3.1 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 171 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 218 millions d'euros au 31 décembre 2017). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2018 s'élève à 18 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent notamment (i) à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt et de *commodities* (« Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées en Asie-Pacifique dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et (ii) à des pertes cumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

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

Au 31 décembre 2018, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent les deux sociétés et groupes de sociétés suivants :

- Energia Sustentável do Brasil (« Jirau») pour un montant global de 4 341 millions de reals brésiliens (975 millions d'euros).

Au 31 décembre 2018, 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 10 852 millions de reals brésiliens (2 439 millions d'euros). Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium ;

- les sociétés projets au Moyen-Orient et en Afrique, pour un montant global de 1 035 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 147 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 237 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 261 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 390 millions d'euros.

NOTE 5 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 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.

5.1 Cessions réalisées au cours de l'année 2018

Dans le cadre de son plan de transformation, le Groupe a présenté, le 25 février 2016, un programme de cession d'actifs de 15 milliards d'euros visant à réduire son exposition aux activités fortement émettrices de CO_2 et aux activités dites *merchant* sur la période 2016-2018.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions de 2018 sur l'endettement 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 net
Centrale à base de charbon de Loy Yang B – Australie	471	330
Activités d'exploration-production	921	1 913
Activités de distribution de gaz – Hongrie	147	198
Activités dans le gaz naturel liquéfié (GNL)	1 202	1 144
Autres opérations de cession individuellement non significatives	285	353
Classement des activités de Glow en «Actifs destinés à être cédés» - Thaïlande	-	723
Classement d'une partie des activités de Langa en «Actifs destinés à être cédés» - France	-	270
TOTAL	**3 026**	**4 931**

À cet effet de réduction de l'endettement net de 4 931 millions d'euros au 31 décembre 2018 s'ajoutent les effets de réduction de l'endettement net de 8 976 millions d'euros constatés précédemment au 31 décembre 2017 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 13 907 millions d'euros à date. Les cessions complémentaires en cours de finalisation au 31 décembre 2018 sont présentées dans la Note 5.2.

5.1.1 Cession de la centrale à base de charbon de Loy Yang B (Australie)

Le 15 janvier 2018, le Groupe a finalisé la cession de la centrale de production d'électricité à base de charbon de Loy Yang B, en Australie. Le Groupe a reçu un paiement de 471 millions d'euros correspondant au prix de cession à 100% de la participation dans Loy Yang B, montant sur lequel une quote-part de 30% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes.

Cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de 624 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 294 millions d'euros de Loy Yang B suite au classement en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017, majoré du prix de 330 millions d'euros reçu en 2018 reçu au titre de la quote-part de 70% cédée). Le résultat de cession de cette opération s'établit sur 2018 à -87 millions d'euros, principalement au titre du recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net).

5.1.2 Cession des activités d'exploration-production

Le 15 février 2018, le Groupe a finalisé la cession à Neptune Energy de sa participation de 70% dans ENGIE E&P International (EPI). Le Groupe a reçu un paiement de 921 millions d'euros correspondant au prix de cession de l'intégralité de ses parts.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités depuis le 1er janvier 2018 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 1 913 millions d'euros. Le résultat de cession avant impôts, comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies *(cf. Note 5.2.3)* s'établit à 65 millions d'euros au 31 décembre 2018.

À l'issue de cette transaction, le Groupe conserve une participation résiduelle de 46% dans l'entité ENGIE E&P Touat B.V (secteur Autres), société détenant un intérêt de 65% dans le champ gazier en développement de Touat, en Algérie. Cette participation est dorénavant comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

(1) Develop Build Share and Operate.

5.1.3 Cession des activités de distribution de gaz (Hongrie)

Le 11 janvier 2018, suite à l'aboutissement des négociations entamées au second semestre 2015 avec l'État hongrois, le Groupe a finalisé la cession à Nemzeti Közmuvek Zártköruen Muködö Résvénytársaság (NKM) - société hongroise détenue pat l'État - de la totalité de sa participation dans sa filiale de distribution de gaz en Hongrie Égaz-Dégaz. Cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de 198 millions d'euros, sans résultat de cession matériel.

5.1.4 Cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL)

Le 13 juillet 2018, le Groupe a finalisé la cession à Total de ses activités amont de GNL : liquéfaction, transport maritime, y compris la filiale Gazocéan, et négoce international de gros de GNL.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités amont de GNL depuis le 1er janvier 2018 se sont traduits par une réduction de l'endettement net du Groupe de 1 144 millions d'euros, hors prise en compte de paiements conditionnels à percevoir ultérieurement. Le résultat de cession avant impôts, comptabilisé en résultat net des activités non poursuivies *(cf. Note 5.2.3)* s'établit à 1 193 millions d'euros au 31 décembre 2018.

5.2 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 31 décembre 2018, 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 3 798 et 2 130 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	2 661	5 307
Autres actifs	1 137	1 380
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**3 798**	**6 687**
dont Actifs des activités non poursuivies	-	*5 471*
Dettes financières	1 019	418
Autres passifs	1 111	2 953
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**2 130**	**3 371**
dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies	-	*2 705*

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017 (activités d'exploration-production, ainsi que la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie) ont été cédés au cours de l'exercice 2018 (*cf. Note 5.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2018»*).

Au 31 décembre 2018, ces actifs et passifs se rapportent aux activités de Glow en Thaïlande, aux parcs solaires en exploitation de la société Langa en France, et à des actifs dans les énergies renouvelables au Mexique.

5.2.1 Projet de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow

Le 20 juin 2018, ENGIE a signé un accord de cession avec le groupe thaïlandais Global Power Synergy Public Company Ltd. (GPSC) en vue de la vente de sa participation de 69,1% dans Glow, producteur d'électricité indépendant coté à la bourse de Thaïlande (segment Afrique/Asie), date à laquelle le Groupe a procédé à son classement en «Actifs destinés à être cédés». Le montant de la transaction est évalué à 2,5 milliards d'euros et devrait avoir un impact total de 3,2 milliards d'euros sur la dette nette consolidée d'ENGIE.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 723 millions d'euros au 31 décembre 2018. Compte tenu de la plus-value de cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé au 31 décembre 2018.

La contribution de Glow au résultat net part du Groupe s'est élevée à 165 millions d'euros sur l'année 2018 et à 138 millions d'euros sur l'année 2017.

La finalisation de la transaction est attendue au 1er semestre 2019. Le résultat de cession attendu est de l'ordre de 1,5 milliard d'euros.

5.2.2 Projet de cession d'actifs de la société Langa

Le 21 décembre 2018, le Groupe a signé un accord avec Predica pour la cession de parcs solaires en exploitation et en cours de construction détenus par Langa (segment France) à FEIH2 (*joint venture* détenue à 80% par Predica et 20% par le Groupe ENGIE).

Au 31 décembre 2018, le Groupe a considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et a donc procédé à leur classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Compte tenu de la plus-value de cession attendue, aucun ajustement de valeur n'a été comptabilisé au 31 décembre 2018.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 270 millions d'euros au 31 décembre 2018. La contribution de ces actifs au résultat net part du Groupe a été marginale en 2018.

La finalisation de la transaction est attendue au 4e trimestre 2019.

5.2.3 Données financières relatives aux activités non poursuivies

Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc 2018	31 déc 2017
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	2 163	5 021
Chiffre d'affaires sur autres contrats	65	52
CHIFFRE D'AFFAIRES	**2 229**	**5 073**
Achats	(2 102)	(3 326)
Charges de personnel	(35)	(237)
Amortissements, dépréciations et provisions	(18)	(86)
Autres charges opérationnelles	(44)	(322)
Autres produits opérationnels	(5)	16
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**25**	**1 119**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	2	11
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**27**	**1 130**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(221)	(381)
Pertes de valeur	(1)	(138)
Restructurations	-	(3)
Effets de périmètre	1 258	(15)
Autres éléments non récurrents	(2)	369
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**1 062**	**961**
Charges financières	(20)	(88)
Produits financiers	7	27
RÉSULTAT FINANCIER	**(14)**	**(61)**
Impôt sur les bénéfices	21	(533)
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 069**	**366**
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	*1 045*	*273*
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle	*24*	*93*

Le résultat des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (*cf. Note 5.1.4*), ainsi qu'à celles d'exploration-production, y compris résultat de cession (*cf. Note 5.1.2*).

Le chiffre d'affaires réalisé par les activités non poursuivies (GNL et EPI) auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 880 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 1 959 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, ENGIE a arrêté de comptabiliser l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles des activités GNL (à compter du 1er avril 2018) et de celles d'EPI (à compter du 11 mai 2017). Au 31 décembre 2018, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 36 millions d'euros avant impôt (essentiellement chez EPI).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 22 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction GNL.

Résultat global des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2018 Quote-part du Groupe	31 déc. 2018 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2017	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 069**	**1 045**	**24**	**366**	**273**	**93**
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	80	52	28	246	211	34
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(43)	(33)	(10)	(88)	(76)	(12)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	46	46	-	(10)	(10)	-
Ecarts de conversion	(43)	(23)	(19)	(268)	(193)	(75)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**37**	**39**	**(3)**	**(121)**	**(68)**	**(53)**
Pertes et gains actuariels	(2)	-	(2)	(2)	(2)	(1)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(1)	(1)	-	7	5	3
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	**(3)**	**(2)**	**(2)**	**5**	**3**	**2**
RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES	**1 102**	**1 083**	**19**	**250**	**208**	**42**

Le résultat global des activités non poursuivies se rapporte aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (*cf. Note 5.1.4*) et à celles d'exploration-production (*cf. Note 5.1.2*).

Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc 2018	31 déc 2017
RÉSULTAT NET	**1 069**	**366**
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	**42**	**1 224**
Impot décaissé	(53)	(460)
Variation du besoin en fonds de roulement	**28**	**(288)**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**17**	**476**
Investissements corporels et incorporels	(51)	(601)
Perte de contrôle sur les filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	(522)	-
Cessions d'instruments de capitaux propres et de dette	-	412
Autres	(710)	(53)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	**(1 282)**	**(242)**
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	1 284	(49)
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(7)	(223)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	**1 278**	**(272)**
Effet des variations de change et divers	3	(11)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	**15**	**(49)**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE	**15**	**65**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE	**-**	**15**

Les flux de trésorerie des activités non poursuivies se rapportent aux activités d'ENGIE dans les activités amont de GNL (*cf. Note 5.1.4*) et à celles d'exploration-production (*cf. Note 5.1.2*).

5.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2018

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions ont également été réalisées au cours de l'exercice 2018, notamment aux États-Unis avec l'acquisition de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables (éolien et solaire) et des services (microréseau d'électricité, réseau de chaleur et de climatisation), en France avec les acquisitions du groupe Langa (producteur indépendant d'énergies renouvelables dans le solaire, l'éolien, le biogaz et la biomasse) et la prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems (EPS, entreprise cotée sur Euronext, spécialisée dans les solutions de stockage d'énergie et les microgrids permettant de transformer des sources d'énergie renouvelables intermittentes en une véritable source d'énergie stable), ainsi que de Priora FM SA (entreprise de services aéroportuaires) en Suisse. Le 6 décembre 2018, le Groupe a également finalisé l'acquisition de l'entreprise CAM, Compañía Americana de Multiservicios, leader en Amérique latine des services d'installation, d'exploitation et d'entretien dans les secteurs de l'électricité et des télécommunications.

NOTE 6 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière

L'objet de la présente 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.

6.1 EBITDA

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**5 172**
Dotations nettes aux amortissements et autres	3 882	3 966
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	79	37
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	149	24
EBITDA	**9 236**	**9 199**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.2 Résultat net récurrent part du Groupe

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 10 «Du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au résultat des activités opérationnelles» ;
- les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés nettes de l'extourne de la juste valeur de ces dérivés débouclés par anticipation, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IFRS 9 - *Instruments financiers : comptabilisation et évaluation*, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;
- les effets impôts relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- pour 2017, le recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués comptabilisé et l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes en 2017 (*cf. Note 12.1.2*) ;
- la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.

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. 2018	31 déc. 2017[1]
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**1 033**	**1 320**
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE		1 045	273
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**(12)**	**1 047**
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		572	695
RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**560**	**1 741**
Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»		**2 481**	**2 437**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*10*	*223*	*(29)*
Pertes de valeur	*10*	*1 798*	*1 298*
Restructurations	*10*	*162*	*669*
Effets de périmètre	*10*	*150*	*(752)*
Autres éléments non récurrents	*10*	*147*	*1 252*
Autres éléments retraités		**207**	**(1 198)**
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*11.3*	*3*	*2*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*11.2*	*(7)*	*98*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie	*11.3*	*183*	*187*
Résultat non récurrent des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	*11.3*	*26*	*-*
Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		*-*	*(408)*
Impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes		*-*	*(479)*
Autres effets impôts retraités		*(147)*	*(622)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		*149*	*24*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES		**3 248**	**2 980**
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		790	746
RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE		**2 458**	**2 233**
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe[2]		(33)	285
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**2 425**	**2 518**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Le passage du «résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe» au «résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe» au 31 décembre 2018 s'explique principalement par le résultat de cession des activités amont de GNL et des activités d'exploration-production, par le MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel comptabilisé par les activités amont de GNL et divers coûts de cession.

6.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	55 635	57 566
(+) *Goodwills*	17 809	17 285
(-) Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power (2)	*(7 610)*	*(7 715)*
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 550	1 548
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 846	7 606
(-) Goodwill International Power (2)	*(151)*	*(144)*
(+) Créances commerciales et autres débiteurs	15 613	13 127
(-) Appels de marge (2, 3)	*(1 669)*	*(1 110)*
(+) Stocks	4 158	4 161
(+) Actifs de contrats	7 411	6 930
(+) Autres actifs courants et non courants	9 811	9 073
(+) Impôts différés	(4 349)	(4 361)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres (2)	*(247)*	*(236)*
(-) Provisions	(21 813)	(21 715)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) (2)	*2 637*	*2 438*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 759)	(16 404)
(+) Appels de marge (2, 3)	*1 681*	*473*
(-) Passifs de contrats	(3 634)	(3 575)
(-) Autres passifs courants et non courants	(13 507)	(12 579)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 412**	**52 370**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

(3) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Fournisseurs et autres créanciers» correspondent aux avances reçues ou versées dans le cadre des contrats de collatéralisation mis en place par le Groupe afin de diminuer son exposition au risque de contrepartie relatif aux transactions sur matières premières.

6.4 Cash flow des opérations (CFFO)

La réconciliation du *cash flow* des opérations (CFFO) aux rubriques de l'état de flux de trésorerie est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 464	8 150
Impôt décaissé	(757)	(905)
Variation du besoin en fonds de roulement	149	1 613
Intérêts reçus d'actifs financiers	26	75
Dividendes reçus sur instruments de capitaux propres	52	171
Intérêts financiers versés	(727)	(744)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	79	107
Variation des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement	(289)	(197)
(+) Variation bilantaire des actifs financiers détenus à des fins de placement et de financement et autres	*303*	*238*
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**7 300**	**8 509**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.5 Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Investissements corporels et incorporels	6 202	5 778
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	983	692
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*83*	*30*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	338	1 311
Acquisitions d'instruments de capitaux propres et de dette	283	247
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	251	856
(+) Autres	*11*	*3*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	18	(1)
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	*222*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**8 169**	**9 137**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 17.3 «Endettement financier net».

6.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**17**	**21 102**	**22 520**
Dette interne des activités non poursuivies	17	-	1 732
DETTE NETTE (HORS DETTE INTERNE DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES)		**21 102**	**20 788**
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples	23	2 087	3 463
(-) Activités non poursuivies		-	*(1 132)*
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	20	6 170	5 914
Provisions pour démantèlement des installations	20	6 081	5 728
Provisions pour reconstitution de sites	20	222	313
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	21	1 970	1 763
(-) Activités non poursuivies		-	*(14)*
(-) Sociétés régulées d'infrastuctures		*60*	*40*
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	21	(167)	(158)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	21	4 293	4 278
(-) Activités non poursuivies		-	*(34)*
(-) Sociétés régulées d'infrastuctures		*(2 572)*	*(2 420)*
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	12	(1 374)	(1 318)
(-) Activités non poursuivies		-	*11*
(-) Sociétés régulées d'infrastuctures		*601*	*578*
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	17 & 27	(2 883)	(2 672)
DETTE NETTE ÉCONOMIQUE (HORS DETTE INTERNE DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES)		**35 590**	**35 127**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

6

NOTE 7 Information sectorielle

7.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est désormais organisé en 23 *Business Units* (BU) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays. Chacune de ces BU 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.

Ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle organisée autour de neuf secteurs reportables suivants : Amérique du Nord, Amérique latine, Afrique/Asie, Benelux, France, Europe hors France & Benelux, Infrastructures Europe, GEM, et Autres.

Les anciens secteurs opérationnels E&P et GNL sont cédés *(cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»)*. Par conséquent le secteur reportable «GEM & GNL» a été renommé «GEM» et comprend dorénavant uniquement les activités de la BU GEM.

7.1.1 Description des secteurs reportables

- **Amérique du Nord** : 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.
- **Amérique latine** : regroupe les activités (i) de la BU Brésil et (ii) de 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 renouvelables, les métiers de la chaîne du gaz ainsi que les services à l'énergie.
- **Afrique/Asie** : regroupe les activités (i) de la BU Asie-Pacifique (Australie, Nouvelle-Zélande, Thaïlande, Singapour, Indonésie et Laos), (ii) de la BU Chine, (iii) de la BU Afrique (Maroc, Afrique du Sud) et (iv) de 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.

- **Benelux** : comprend les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg : (i) production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de capacités de production renouvelables, (ii) commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) activités de services à l'énergie.
- **France** : regroupe les activités de (i) la BU France BtoB : services et vente d'énergie pour les bâtiments et l'industrie, les villes et territoires et les grandes infrastructures, (ii) la BU France BtoC : commercialisation de l'énergie et des services associés auprès de clients particuliers et professionnels, (iii) la BU France Renouvelables : développement, construction, financement, exploitation et maintenance de l'ensemble des actifs de production d'électricité d'origine renouvelable en France et (iv) de la BU France Réseaux qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie (réseaux chaud et froid).
- **Europe hors France et Benelux** : regroupe les activités de (i) 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...) et (ii) de 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).
- **Infrastructures Europe** : regroupe les BUs GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy qui exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **GEM** : la BU GEM 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. Elle est également en charge des ventes d'énergie auprès des grands comptes industriels paneuropéens et nationaux et propose à des tiers des solutions liées à son expertise dans les marchés financiers de l'énergie.
- **Autres** : englobe les activités de (i) la BU Génération Europe qui regroupe les activités de production d'électricité d'origine thermique du Groupe en Europe, (ii) la BU Tractebel (sociétés d'ingénierie spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'hydraulique et des infrastructures), de (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) ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, d'Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Les principales relations commerciales entre secteurs reportables sont les suivantes :

- relations entre le secteur reportable «Infrastructures Europe» et les utilisateurs de ces infrastructures à savoir le secteur reportable «GEM», «France» et «Autres» (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 ;
- relations entre le secteur reportable «GEM» et les secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : le secteur reportable «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 «Autres» (E&C), «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux». 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», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux», «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres») ;
- relations entre le secteur «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres» et les entités commercialisatrices des secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : 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.

7.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les indicateurs clés par secteur reportable (à l'exception des capitaux engagés industriels en 2017) présentés ci-après ne tiennent plus compte de la contribution des activités non poursuivies en application d'IFRS 5 (*cf. Note 5 «Principales variations de périmètre»*). Par ailleurs les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (*cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»*).

CHIFFRE D'AFFAIRES

	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
En millions d'euros	**Hors Groupe**	**Groupe**	**Total**	**Hors Groupe**	**Groupe**	**Total**
Amérique du Nord	3 383	62	3 445	2 964	51	3 015
Amérique latine	4 639	-	4 639	4 383	-	4 383
Afrique/Asie	4 014	1	4 016	3 939	-	3 940
Benelux	6 690	450	7 140	6 771	976	7 748
France	15 183	2	15 185	14 157	(86)	14 072
Europe hors France & Benelux	9 527	128	9 655	8 831	155	8 986
Infrastructures Europe	5 694	1 166	6 859	5 446	1 267	6 712
GEM	6 968	6 077	13 045	7 638	7 128	14 766
Autres	4 498	1 943	6 440	5 445	1 836	7 281
Élimination des transactions internes	-	(9 829)	(9 829)		(11 328)	(11 328)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 596**	**-**	**60 596**	**59 576**	**-**	**59 576**

EBITDA

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Amérique du Nord	224	224
Amérique latine	1 775	1 709
Afrique/Asie	1 122	1 272
Benelux	(186)	550
France	1 669	1 461
Europe hors France & Benelux	679	650
Infrastructures Europe	3 499	3 386
GEM	240	(188)
Autres	213	136
TOTAL EBITDA	**9 236**	**9 199**

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Amérique du Nord	(72)	(53)
Amérique latine	(416)	(432)
Afrique/Asie	(134)	(244)
Benelux	(576)	(558)
France	(628)	(606)
Europe hors France & Benelux	(201)	(201)
Infrastructures Europe	(1 479)	(1 444)
GEM	(39)	(38)
Autres	(337)	(391)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(3 882)**	**(3 966)**

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	75	78
Amérique latine	(25)	(17)
Afrique/Asie	166	191
Benelux	7	5
France	1	8
Europe hors France & Benelux	45	36
Infrastructures Europe	12	9
GEM	(5)	(4)
Autres	84	116
Dont quote-part de résultat de SUEZ	*55*	*100*
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**361**	**422**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 88 millions d'euros et 273 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 263 millions d'euros et 159 millions d'euros au 31 décembre 2017).

RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	151	174
Amérique latine	1 355	1 277
Afrique/Asie	893	1 016
Benelux	(765)	(11)
France	1 034	869
Europe hors France & Benelux	473	434
Infrastructures Europe	2 016	1 941
GEM	199	(229)
Autres	(232)	(300)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**5 172**

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	2 494	1 718
Amérique Latine	9 897	9 281
Afrique/Asie	3 553	5 186
Benelux	(3 759)	(3 019)
France	6 300	5 890
Europe hors France & Benelux	5 092	5 022
Infrastructures Europe	19 802	19 914
GEM (2018) / GEM & GNL (2017)	1 102	929
Autres	6 930	7 447
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	*2 018*	*2 110*
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**51 412**	**52 370**

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Amérique du Nord	974	316
Amérique latine	1 758	2 241
Afrique/Asie	616	887
Benelux	925	694
France	1 322	1 067
Europe hors France & Benelux	372	636
Infrastructures Europe	1 619	1 718
GEM	45	346
Autres	538	1 232
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**8 169**	**9 136**

7.3 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. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
France	24 983	25 251	30 542	30 310
Belgique	5 961	5 921	(3 254)	(2 233)
Autres Union européenne	15 448	14 583	7 188	7 250
Autres pays d'Europe	820	1 100	386	425
Amérique du Nord	3 865	3 499	2 881	2 188
Asie, Moyen-Orient et Océanie	4 936	4 913	3 329	5 264
Amérique du sud	4 197	4 040	9 523	9 091
Afrique	385	271	816	74
TOTAL	**60 596**	**59 576**	**51 412**	**52 370**

NOTE 8 Ventes

8.1 Chiffre d'affaires

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 [1]
Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	56 388	53 073
Chiffre d'affaires sur autres contrats	4 208	6 503
CHIFFRE D'AFFAIRES	**60 596**	**59 576**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) concerne principalement la France et la Belgique pour un montant de 3 108 millions d'euros (3 034 millions d'euros au 31 décembre 2017).

8.1.1 Ventilation du chiffre d'affaires sur contrats commerciaux

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. 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.

La ventilation du chiffre d'affaires selon ces différents principes de comptabilisation 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	Total Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	31 déc. 2018
Amérique du Nord	592	1 858	-	900	3 350	33	3 383
Amérique latine	461	3 522	322	197	4 501	138	4 639
Afrique/Asie	452	2 605	31	806	3 894	121	4 014
Benelux	1 341	2 143	14	3 038	6 537	153	6 690
France	3 164	4 040	105	7 675	14 983	200	15 183
Europe hors France & Benelux	1 901	3 425	233	3 798	9 357	170	9 527
Infrastructures Europe	155	-	5 092	200	5 447	247	5 694
GEM	2 938	1 135	113	-	4 186	2 782	6 968
Autres	1 113	1 925	167	927	4 133	365	4 498
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**12 116**	**20 654**	**6 077**	**17 540**	**56 388**	**4 208**	**60 596**

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	Total Chiffre d'affaires sur contrats commerciaux	Total Chiffre d'affaires sur autres contrats	31 déc. 2017 (1)
Amérique du Nord	411	1 913	1	604	2 928	36	2 964
Amérique latine	399	3 477	279	144	4 300	83	4 383
Afrique/Asie	455	2 405	53	695	3 608	332	3 939
Benelux	1 210	1 984	33	2 935	6 162	609	6 771
France	3 296	3 302	91	7 177	13 866	292	14 157
Europe hors France & Benelux	1 756	3 044	303	3 377	8 480	351	8 831
Infrastructures Europe	227	-	4 668	269	5 165	281	5 446
GEM	2 375	1 450	176	3	4 003	3 635	7 638
Autres	1 422	2 085	85	971	4 562	883	5 445
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**11 551**	**19 659**	**5 688**	**16 176**	**53 073**	**6 503**	**59 576**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

8.1.2 Ventilation du chiffre d'affaires sur autres contrats

Principes comptables

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 constaté sur une ligne distincte du compte de résultat. Il comprend les éléments suivants :

- les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 – *Instruments financiers* et qui donnent lieu à livraison physique ;
- les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle, présentées en net, après compensation des achats et des ventes ;
- les revenus des locations et des concessions, de même que, le cas échéant, la composante financière des prestations opérationnelles.

Au 31 décembre 2018 les transactions de ventes de commodités qui entrent dans le champ d'application d'IFRS 9 et qui donnent lieu à livraison physique s'élèvent à 3 408 millions d'euros (5 712 millions d'euros en 2017). Le chiffre d'affaires réalisé sur les autres opérations hors du champ d'application IFRS 15 n'est pas significatif.

8.2 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 18 «Risques liés aux instruments financiers» en ce qui concerne l'appréciation par le Groupe du risque de contrepartie.

8.2.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Créances commerciales et autres débiteurs	-	15 613	15 613	-	13 127	13 127
dont IFRS 15	-	*7 552*	*7 552*	-	*7 009*	*7 009*
dont non-IFRS15	-	*8 060*	*8 060*	-	*6 118*	*6 118*
Actifs de contrats	-	7 411	7 411	-	6 930	6 930

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les pertes de valeur attendues sur créances commerciales et autres débiteurs et actifs de contrats sont présentées ci-dessous :

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Brut**	**Dépréciation & pertes de valeur attendues**	**Net**	**Brut**	**Dépréciation & pertes de valeur attendues**	**Net**
Créances commerciales et autres débiteurs	16 689	(1 076)	15 613	14 208	(1 081)	13 127
Actifs de contrats	7 419	(8)	7 411	6 943	(12)	6 930
TOTAL	**24 108**	**(1 085)**	**23 023**	**21 150**	**(1 094)**	**20 057**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les dépréciations et pertes de valeur attendues sur créances commerciales et autres débiteurs et actifs de contrats s'élèvent à -1 085 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre -1 094 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sont présentées dans la Note 18.2 «Risque de contrepartie».

Les actifs de contrats courant incluent des produits à recevoir et factures à établir (6 377 millions d'euros au 31 décembre 2018) et le gaz et l'électricité livré non relevé et non facturé dit «gaz et électricité en compteur» (1 034 millions d'euros au 31 décembre 2018 principalement en France, au Benelux et en Amérique latine, soit 1,7% du chiffre d'affaires annuel). Les secteurs reportables constatant le plus d'actifs de contrats au 31 décembre 2018 sont la France (2 730 millions d'euros), l'Europe hors France et Benelux (1 436 millions d'euros), le Benelux (859 millions d'euros) et GEM (556 millions d'euros).

Pour les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), 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.

8.2.2 Passifs de contrats

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Passifs de contrats	36	3 598	3 634	258	3 317	3 575

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les passifs de contrats courant incluent au 31 décembre 2018 les avances et acomptes reçus pour 1 713 millions d'euros et des produits constatés d'avance pour 1 885 millions d'euros.

Les secteurs constatant le plus de passifs de contrats sont la France (2 048 millions d'euros) - en particulier BtoB (1 172 millions d'euros) - l'Europe hors France et Benelux (626 millions d'euros) et le Benelux (387 millions d'euros). Ces secteurs sont ceux sur lesquels le plus de chiffre d'affaires est constaté à l'avancement, engendrant ainsi des décalages entre les paiements et la réalisation des prestations.

Le classement des activités de Glow en Thaïlande en «actifs destinés à être cédés» se traduit par une diminution des passifs de contrats de 291 millions d'euros.

8.3 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 2018 s'élève à 10 886 millions d'euros.

Il concerne essentiellement les BU Royaume-Uni (6 102 millions d'euros) et France BtoB (2 902 millions d'euros) qui concentrent un volume important de contrats de construction, installation, maintenance et *Facility Management* pour lesquels le chiffre d'affaires est reconnu à l'avancement. Les BU Benelux, Tractebel Engineering et NECST ont également du chiffre d'affaires à percevoir dans les trois prochaines années sur des opérations de performance réalisées à l'avancement.

NOTE 9 Charges opérationnelles

9.1 Charges de personnel

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017 (1)**
Avantages à court terme	(9 998)	(9 510)
Paiements fondés sur des actions (*cf. Note 24*)	(86)	(44)
Charges liées aux plans à prestations définies (*cf. Note 21.3.4*)	(407)	(355)
Charges liées aux plans à cotisations définies (*cf. Note 21.4*)	(133)	(142)
CHARGES DE PERSONNEL	**(10 624)**	**(10 051)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

9.2 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017 (1)**
Dotations aux amortissements (*cf. Notes 15 et 16*)	(3 882)	(3 966)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	-	(67)
Variation nette des provisions (*cf. Note 20*)	296	245
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	**(3 586)**	**(3 787)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2018, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 837 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 048 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

NOTE 10 Du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au résultat des activités opérationnelles

Principes comptables

Le résultat opérationnel courant (ROC) est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance récurrente» (en conformité avec la Recommandation ANC 2013-03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant du résultat des activités opérationnelles les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Mark-to-market* (MtM) sur instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents et sont définis comme suit :

- «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Mark-to-market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés 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. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IFRS 9, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- «Pertes de valeur» : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills*, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ;
- «Restructurations» : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- «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
- «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants

Le passage du Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat des entreprises mises en équivalence au Résultat des activités opérationnelles de détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**5 126**	**5 172**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(223)	29
Pertes de valeur	(1 798)	(1 298)
Restructurations	(162)	(669)
Effets de périmètre	(150)	752
Autres éléments non récurrents	(147)	(1 252)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 645**	**2 735**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

10.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 223 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre un produit net de 29 millions d'euros au 31 décembre 2017 et intègre essentiellement l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IFRS 9 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Cette charge résulte (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes, notamment le gaz, combiné à (ii) un effet négatif net lié au débouclement d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position positive nette au 31 décembre 2017.

10.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Pertes de valeur :		
Goodwills (cf. Note 14.1)	(14)	(481)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles *(cf. Note 15 et 16)*	(1 609)	(952)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(209)	(31)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	**(1 831)**	**(1 463)**
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	33	165
Actifs financiers	-	1
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	**33**	**166**
TOTAL	**(1 798)**	**(1 298)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élèvent à 1 798 millions d'euros et concernent principalement les immobilisations corporelles. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2018 s'établit à 1 540 millions d'euros.

Les tests de perte de valeur sont réalisés selon les modalités présentées dans la Note 14.3.

10.2.1 Pertes de valeur comptabilisées en 2018

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2018 s'élèvent à 1 798 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- Actifs de l'UGT Génération Europe.

  Le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur nettes sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe pour 646 millions d'euros au 31 décembre 2018 du fait de la révision à la baisse des perspectives de flux de trésorerie de certains actifs du portefeuille dans un contexte économique défavorable. Les principales hypothèses et estimations clés pour la détermination de la valeur des actifs sont les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post horizon liquide du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité, de même que le cadre réglementaire et la durée d'exploitation des actifs concernés.

  Les centrales charbon de production électrique en Europe sont soumises à un contexte défavorable en Europe, avec notamment le durcissement attendu de l'environnement régulatoire, qui se traduit par une baisse des marges captées sur le long terme, affectant la rentabilité de ces actifs ;

- Actifs nucléaires en Belgique.

  Les évolutions intervenues en 2018 ont conduit le Groupe à distinguer les unités nucléaires ne disposant plus d'option de prolongation de durée de vie de celles pouvant éventuellement être prolongées au-delà de 2025. Dans ce contexte renforcé par des arrêts prolongés de certaines unités et par l'adaptation de leurs modalités de gestion à l'approche de leur fin de vie, le Groupe a mis à jour ses prévisions en cohérence avec le planning de maintenance des unités nucléaires mis à jour pour les trois prochaines années. Le Groupe a reconnu des pertes de valeur sur les unités non prolongeables pour un montant total de 615 millions d'euros au 31 décembre 2018

- Autres pertes de valeur.

Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe concernent principalement :

- une participation dans le secteur Afrique/Asie pour laquelle la mise à jour des perspectives ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 209 millions d'euros,
- des sites d'infrastructures gazières en Europe pour un montant de 87 millions d'euros suite à la révision de la durée d'utilisation de certaines installations entraînant leur démantèlement à un horizon plus proche,
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Amérique latine pour 71 millions d'euros, suite à la révision de leur durée de vie.

10.2.2 Pertes de valeur comptabilisées en 2017

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élevaient à 1 298 millions d'euros et concernaient principalement :

- l'UGT Storengy pour 494 millions d'euros dont 338 millions d'euros sur le *goodwill* suite à la mise en place de la régulation des activités de stockages en France ;
- des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (317 millions d'euros), notamment lié au durcissement attendu du cadre régulatoire pour les centrales charbon.

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 2017 s'établissait à 1 129 millions d'euros.

10.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 162 millions d'euros au 31 décembre 2018, comprennent essentiellement :

- des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs pour un montant de 54 millions d'euros ;
- des coûts liés à des décisions d'abandon de plusieurs sites immobiliers, restructurations d'agences et fermetures de sites pour un montant de 63 millions d'euros ;
- divers autres coûts de restructuration pour un montant de 45 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, les charges de restructurations, d'un montant total de 669 millions d'euros, comprenaient 509 millions d'euros liés à la réduction d'effectifs dans le cadre du programme de transformation du Groupe et d'adaptation au contexte économique, 108 millions liés à l'arrêt d'exploitation et à la fermeture de certains sites et divers autres coûts de restructurations pour 53 millions d'euros.

10.4 Effets de périmètre

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

Au 31 décembre 2017, les effets de périmètre s'élevaient à 752 millions d'euros et comprenaient essentiellement les résultats relatifs aux cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (540 millions d'euros), de la participation dans NuGen (93 millions d'euros), des centrales thermiques au Royaume-Uni (61 millions d'euros), de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne (57 millions d'euros).

10.5 Autres éléments non récurrents

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

Au 31 décembre 2017, ce poste comprenait essentiellement la charge de 1 243 millions d'euros liée au nouveau mode de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, de transport et de stockage mis en place par la BU GEM.

NOTE 11 Résultat financier

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**Total**	**Charges**	**Produits**	**Total**
Coût de la dette nette	(713)	85	(628)	(812)	134	(678)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(108)	115	7	(181)	83	(98)
Autres produits et charges financiers	(1 161)	400	(761)	(1 134)	522	(611)
RÉSULTAT FINANCIER	**(1 981)**	**600**	**(1 381)**	**(2 127)**	**739**	**(1 388)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

11.1 Coût de la dette nette

Les principales composantes du coût de la dette nette se détaillent comme suit :

			Total	
En millions d'euros	**Charges**	**Produits**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017 (1)**
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(844)	-	(844)	(915)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	4	4	21
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(3)	-	(3)	(2)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et instruments liquides de dette	-	81	81	113
Coûts d'emprunts capitalisés	134	-	134	104
COÛT DE LA DETTE NETTE	**(713)**	**85**	**(628)**	**(678)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en baisse par rapport à fin décembre 2017 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe *(cf. Note 17.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»)*.

Au 31 décembre 2018, le coût moyen de la dette après impact des dérivés s'élève à 2,68% contre 2,63% au 31 décembre 2017.

11.2 Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés

Les principaux impacts des opérations de restructuration se décomposent comme suit :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	**(108)**	**102**	**(6)**	**-**
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	*(108)*	*-*	*(108)*	*(83)*
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	*-*	*102*	*102*	*83*
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	**-**	**13**	**13**	**(98)**
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	*-*	*13*	*13*	*(98)*
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	**(108)**	**115**	**7**	**(98)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé *(cf. Note 17.3.3 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»)*.

11.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Autres charges financières		
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	(84)	(12)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(183)	(187)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(2)	(1)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(538)	(493)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(112)	(118)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(39)	(48)
Autres charges financières	(203)	(275)
TOTAL	**(1 161)**	**(1 134)**
Autres produits financiers		
Résultat des instruments de dette et des instruments de capitaux propres	73	77
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	52	29
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	111	151
Autres produits financiers	164	265
TOTAL	**400**	**522**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(761)**	**(611)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2017, les Autres produits financiers comprenaient notamment, pour un montant total de 87 millions d'euros, les intérêts liés au recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués ainsi que les intérêts moratoires liés au litige opposant Electrabel et E.ON au sujet des paiements des taxes nucléaires belges et allemandes.

NOTE 12 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 situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

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

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

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

12.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 704 millions d'euros (contre un produit d'impôt de 395 millions d'euros en 2017).
La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Impôt exigible	(712)	(367)
Impôt différé	9	761
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(704)**	**395**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.1.2 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. 2018	31 déc. 2017 (1)
Résultat net	**1 629**	**2 108**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	361	422
Résultat après impôt des activités non poursuivies	1 069	366
Impôt sur les bénéfices	(704)	395
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**903**	**925**
Dont sociétés françaises intégrées	*1 434*	*(744)*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(531)*	*1 669*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	**(311)**	**(318)**
En effet :		
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	42	112
Différences permanentes (2)	(72)	(287)
Éléments taxés à taux réduit ou nul (3)	123	460
Compléments d'impôt (4)	(74)	(241)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles (5)	(968)	(564)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus (6)	370	241
Effet des changements de taux d'impôt (7)	54	518
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt (8)	185	506
Autres (9)	(53)	(32)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(704)**	**395**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées, la déduction des charges d'intérêts sur les dettes hybrides ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.

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

(4) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, l'impôt exceptionnel en 2017 sur les sociétés en compensation du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

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

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

(7) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France (cf. ci-après) et aux États-Unis en 2017.

(8) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, les crédits d'impôt en France et autres réductions d'impôt et l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique. En 2017, reprend également 376 millions d'euros de remboursement de la taxe de 3% sur les dividendes antérieurement distribués en numéraire par les sociétés françaises.

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

La loi de finances 2018 française adoptée le 30 décembre 2017 prévoit une baisse du taux d'impôt à 25,82% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1er janvier 2022 (taux d'impôt sur les sociétés de 25,00% majoré de la contribution sociale de 3,3%). Les impôts différés comptabilisés par les entités françaises se retournant au-delà de 2022 ont donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2017, ce qui s'est traduit par un impact positif sur le résultat non récurrent de 550 millions d'euros, et un impact négatif de 91 millions d'euros sur les impôts différés relatifs aux éléments comptabilisés dans l'état du résultat global. En revanche, les actifs et passifs d'impôts différés qui échoient en 2019 ont été maintenus au taux de 32,02%, sans tenir compte de l'annonce du maintien du taux à 34,43% pour l'exercice 2019, non encore approuvée par le Parlement au 31 décembre 2018.

12.1.3 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. 2018**	**31 déc. 2017 (1)**
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	302	(118)
Engagements de retraite et assimilés	2	(68)
Provisions non déductibles	(77)	(25)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(141)	(240)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/ IFRS 9)	845	(288)
Autres	38	(72)
TOTAL	**969**	**(811)**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(249)	671
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/IFRS 9)	(751)	741
Autres	116	125
TOTAL	**(884)**	**1 537**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**85**	**726**
Dont activités poursuivies	*9*	*761*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2017 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France.

12.2 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. 2018**	**31 déc. 2017 (1)**
Instruments de capitaux propres et de dettes	(1)	37
Écarts actuariels	68	(95)
Couverture d'investissement net	(14)	(86)
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	71	(116)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(10)	2
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**114**	**(257)**
Quote-part des entreprises mises en équivalences	(20)	3
Activités non poursuivies	(81)	(81)
TOTAL	**13**	**(336)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

12.3.1 Variation des impôts différés

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

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2017 [1]	**854**	**(5 215)**	**(4 361)**
Effet du résultat de la période	969	(884)	85
Effet des autres éléments du résultat global	127	(128)	(1)
Effet de périmètre	(207)	199	(9)
Effet de change	(3)	(24)	(27)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(222)	161	(60)
Autres effets	28	(4)	24
Effet de présentation nette par entité fiscale	(481)	481	-
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**1 066**	**(5 415)**	**(4 349)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

Principes comptables

Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

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

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2018	**31 déc. 2017** [1]
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 765	1 652
Engagements de retraite	1 374	1 318
Provisions non déductibles	371	312
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	787	974
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	3 398	2 736
Autres	545	555
TOTAL	**8 239**	**7 547**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 773)	(8 657)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/IFRS 9)	(3 343)	(2 629)
Autres	(472)	(623)
TOTAL	**(12 588)**	**(11 908)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(4 349)**	**(4 361)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

12.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2018, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élève à 3 216 millions d'euros (contre 3 144 millions d'euros au 31 décembre 2017). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique et au Luxembourg) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 1 364 millions d'euros en 2018 contre 1 246 millions d'euros en 2017.

NOTE 13 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.).

	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**1 033**	**1 320**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies	*(12)*	*1 047*
Rémunération des titres super-subordonnés	(145)	(144)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**889**	**1 176**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action	*(156)*	*903*
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**889**	**1 176**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 396**	**2 396**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	11	9
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 407**	**2 405**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**0,37**	**0,49**
Dont Résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action	*(0,07)*	*0,38*
Résultat net part du Groupe par action dilué	**0,37**	**0,49**
Dont Résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action	*(0,06)*	*0,38*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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 19.2.1)*.

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

NOTE 14 Goodwill

Principes comptables

Le *goodwill* est évalué comme étant l'excédent du total de :

(i) la contrepartie transférée ;

(ii) le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise ; et

(iii) dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs 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.

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

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.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 14.3.

Les pertes de valeur relatives à des *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 actif (*goodwill*, immobilisation incorporelle et corporelle)

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 anticipée, et la réestimation de la durée d'utilité d'un actif comme déterminée plutôt qu'indéterminée,
  - des données interne montrent que la performance économique d'un actif est ou sera moins bonne que celle attendue.

14.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	**Valeur nette**
Au 31 décembre 2016	**17 372**
Pertes de valeur	(481)
Variations de périmètre et Autres	775
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(32)
Écarts de conversion	(350)
Au 31 décembre 2017 [1]	**17 285**
Pertes de valeur	(14)
Variations de périmètre et Autres	745
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(216)
Écarts de conversion	9
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**17 809**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les effets des variations de périmètre au 31 décembre 2018 résultent principalement :

- de la comptabilisation de *goodwill* dégagés respectivement sur les acquisitions du Groupe Langa (241 millions d'euros), de Infinity Renewables (94 millions d'euros) et Electro Power Systems (57 millions d'euros) ;
- de la décomptabilisation de *goodwill* pour 109 millions d'euros relatifs à la cession de parcs éoliens et solaires en France (-71 millions d'euros), et des activités de distribution de gaz en Hongrie (-29 millions d'euros).

Suite au classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande) en «Actifs destinés à être cédés» (*cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»*), la valeur du *goodwill* correspondant a été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

La diminution constatée en 2017 provenait principalement de la comptabilisation de pertes de valeur sur les *goodwill* pour un montant total de 481 millions d'euros, dont 338 millions d'euros sur l'UGT Storengy, et 141 millions d'euros alloués à l'ensemble d'actifs destinés à être cédés constitué de la centrale de production d'électricité de Loy Yang B, de la décomptabilisation de *goodwill* relatif aux actifs cédés pour 127 millions d'euros, des écarts de conversions pour 350 millions d'euros, compensés par la comptabilisation de *goodwill* dégagés sur les acquisitions pour 674 millions d'euros et l'augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (put) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie a été comptabilisée en *goodwill* pour un montant de 131 millions d'euros.

14.2 Informations sur les UGT goodwill

Le tableau ci-dessous présente les UGT *goodwill* «significatives» au 31 décembre 2018 :

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2018
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	4 258
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France Renouvelables	France	1 085
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	1 045
France BtoC	France	1 044
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Amérique du Nord	Amérique du Nord	875
France BtoB	France	731
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	644
Génération Europe	Autres	629
AUTRES UGT		**3 490**
TOTAL		**17 809**

14.3 Tests de pertes de valeur des UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 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 2022-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2018 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 correspondent aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016. 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.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, marché, 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 2018 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 3,7% et 11,3% (entre 4,7% et 12,5% en 2017). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes 14.3.1 «UGT significatives» et 14.3.2 «Autres UGT importantes» ci-après.

14.3.1 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 dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwill* du Groupe au 31 décembre 2018.

14.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 4 258 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT Benelux regroupe les activités du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas et au Luxembourg (i) de production d'électricité à partir de son parc de centrales nucléaires et de champs éoliens, (ii) de commercialisation de gaz naturel et d'électricité et (iii) d'activités de services à l'énergie, ainsi que les droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin en France.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

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

La valeur d'utilité 2018 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

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

(1) Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2017.

Les taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie sont compris entre 5,8% et 8,5% en fonction des profils de risque attribués à chaque activité.

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

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, ainsi que les dépenses d'investissement nécessaires à l'extension de Doel1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40e année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

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

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

En France, le Groupe a tenu compte d'une hypothèse de prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Bien qu'aucune décision d'extension de ces réacteurs n'ait été prise par l'État et l'Autorité de la Sûreté Nucléaire, le Groupe considère, 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 constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2018, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* est supérieure à sa valeur nette comptable. Le Groupe a par ailleurs comptabilisé des pertes de valeur sur des unités nucléaires pour un montant de 615 millions d'euros *(cf. Note 8.2 «Pertes de valeur»)*.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine nucléaire se traduirait par une perte de valeur complémentaire de l'ordre de 1 200 millions d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 49% 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 53% sur ce calcul.

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

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 1 700 millions d'euros ;
- en cas de prolongation de 10 ans de la durée de la moitié du parc des réacteurs de seconde génération, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable et le risque de dépréciation s'élèverait alors à 547 millions d'euros.

14.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT GRDF regroupe les activités régulées de distribution de gaz naturel en France.

La valeur d'utilité de l'UGT GRDF a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019, du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2022-2024. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2024. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisée à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 5» entré en vigueur le 1er juillet 2016 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

14.3.1.3 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 085 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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 valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,1% et 8,3%, selon qu'il s'agit d'actifs régulés ou d'activités dites *merchant*.

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

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

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 47% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable de l'UGT demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Inversement, une augmentation de 10 €/MWh du prix de l'électricité aurait un effet positif de 47% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 47% 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 63% 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 0,9 milliard d'euros.

14.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 045 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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 d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 2% par an.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,7% et 9,0%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 44% 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 60% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 69%, 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 69% sur ce calcul.

14.3.1.5 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 044 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT France BtoC regroupe les activités de commercialisation d'énergie et de services associés auprès des clients particuliers et professionnels en France.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8%.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité en France, l'évolution de la part du marché du Groupe ainsi que les prévisions des taux de marge de commercialisation.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,5% et 8,5%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 22% 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 29% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 14% 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 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 14% sur ce calcul.

14.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Amérique du Nord	Amérique du Nord	DCF + DDM	4,0% - 11,3%
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	3,7% - 9,1%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	4,8% - 10,9%
France BtoB	France	DCF + DDM	7,1% - 7,7%

La méthode «DDM» désigne la méthode dite de l'actualisation des dividendes (*Discounted Dividend Model*).

14.3.2.1 UGT Amérique du Nord

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 875 millions d'euros au 31 décembre 2018. L'UGT Amérique du Nord regroupe principalement :

- au Canada : les activités (i) de production d'électricité d'origine thermique et renouvelables (éoliennes et biomasse) et (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels ;
- aux États-Unis : les activités de (i) commercialisation de gaz et d'électricité, (ii) de services auprès des clients particuliers et professionnels et (iii) production d'électricité d'origine thermique ;
- à Porto Rico : un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (*cf. Note 4.2 «Participations dans les coentreprises») – Nota : En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2018 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.*

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

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie sur la base de multiples d'EBITDA.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 4,0% et 11,3%.

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

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 45% 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 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 45% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de services aurait un impact négatif de 37% 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 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact positif de 37% sur ce calcul.

14.3.2.2 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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 2019 et plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la durée d'utilité des actifs sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie sont compris entre 3,7% et 9,1%.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évaluation de la demande d'électricité et l'évolution post horizon liquide du prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité.

Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2018, 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 17%, 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 17% sur ce calcul.

14.3.2.3 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 2018.

14.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	**31 déc. 2018**
Amérique du Nord	997
Amérique latine	740
Afrique/Asie	649
Benelux	4 258
France	3 273
Europe hors France & Benelux	1 689
Infrastructures Europe	5 000
Autres	1 203
TOTAL	**17 809**

NOTE 15 Immobilisations incorporelles

Principes comptables

Évaluation initiale

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

Amortissement

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

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

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

Risque de perte de valeur

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

Indices de perte de valeur

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

Les principaux indices de perte de valeur externes et internes sont présentés en Note 14 «*Goodwills*».

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.

15.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2016	**3 205**	**2 565**	**11 614**	**17 384**
Acquisitions	179	-	1 026	1 205
Cessions	(32)	-	(224)	(256)
Écarts de conversion	(57)	-	(261)	(318)
Variations de périmètre	1	-	27	28
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(1 075)	(1 075)
Autres variations	343	116	(439)	20
Au 31 décembre 2017 [1]	**3 640**	**2 681**	**10 668**	**16 988**
Acquisitions	120	17	912	1 048
Cessions	(9)	(19)	(149)	(177)
Écarts de conversion	(52)	-	10	(42)
Variations de périmètre	1	-	(290)	(289)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(98)	(98)
Autres variations	55	40	(54)	41
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**3 753**	**2 719**	**11 000**	**17 472**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2016	**(1 259)**	**(1 988)**	**(7 497)**	**(10 744)**
Dotations aux amortissements	(117)	(56)	(603)	(776)
Pertes de valeur	(7)	-	(219)	(227)
Cessions	20	-	219	239
Écarts de conversion	5	-	149	154
Variations de périmètre	-	-	(3)	(3)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	880	880
Autres variations	(26)	-	19	(7)
Au 31 décembre 2017 [1]	**(1 385)**	**(2 045)**	**(7 054)**	**(10 484)**
Dotations aux amortissements	(144)	(61)	(632)	(837)
Pertes de valeur	-	-	(16)	(16)
Cessions	7	19	129	155
Écarts de conversion	4	-	2	6
Variations de périmètre	-	-	434	434
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	46	46
Autres variations	(32)	-	(26)	(57)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(1 550)**	**(2 087)**	**(7 117)**	**(10 754)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2017 [1]	**2 255**	**636**	**3 613**	**6 504**
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**2 204**	**632**	**3 883**	**6 718**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Suite au classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande) en «Actifs destinés à être cédés» (*cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»*), la valeur comptable des immobilisations incorporelles correspondantes, est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2018.

15.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Principes comptables

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.

15.1.2 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.

15.1.3 Autres

Au 31 décembre 2018, ce poste comprend principalement des logiciels et des licences pour 985 millions d'euros, ainsi que des actifs incorporels (portefeuille clients) acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises et des coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés pour 1 000 millions d'euros.

15.2 Information sur les frais de recherche et développement

Principes comptables

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.

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 182 millions d'euros pour l'exercice 2018, dont 25 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 16 Immobilisations corporelles

Principes comptables

Évaluation initiale et évaluation postérieur

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 immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement, au sens d'IAS 17, sont présentées à l'actif pour la valeur de marché ou la valeur actualisée des paiements minimaux si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

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

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 27.2 «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, 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.

Risque de perte de valeur

Voir Note 15 «Immobilisations incorporelles».

Indices de perte de valeur

Voir Note 14 «*Goodwills*».

16.1 Variation des immobilisations corporelles

En millions d'euros	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2016	**756**	**5 687**	**95 555**	**451**	**3 030**	**6 462**	**1 174**	**113 115**
Acquisitions	7	24	918	39	-	4 015	58	5 062
Cessions	(10)	(84)	(851)	(40)	(34)	(110)	(208)	(1 337)
Écarts de conversion	(22)	(119)	(2 466)	(11)	(41)	(414)	(16)	(3 090)
Variations de périmètre	3	(23)	(1 614)	3	(4)	99	-	(1 535)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(26)	(67)	(11 698)	(7)	(742)	(1 160)	(14)	(13 714)
Autres variations	9	98	3 702	9	11	(4 039)	11	(197)
Au 31 décembre 2017 [1]	**717**	**5 517**	**83 547**	**444**	**2 220**	**4 853**	**1 005**	**98 303**
Acquisitions	9	42	545	51	-	4 593	61	5 302
Cessions	(17)	(38)	(635)	(40)	(3)	(6)	(59)	(797)
Écarts de conversion	(5)	31	114	2	6	(53)	8	103
Variations de périmètre	(1)	(3)	(1 678)	(39)	(12)	(59)	(4)	(1 797)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(19)	(12)	(3 866)	(6)	(1)	(206)	(29)	(4 138)
Autres variations	(14)	138	3 589	6	233	(3 652)	34	334
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**671**	**5 676**	**81 615**	**419**	**2 444**	**5 469**	**1 015**	**97 309**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2016	**(145)**	**(2 925)**	**(48 534)**	**(337)**	**(1 324)**	**(1 195)**	**(878)**	**(55 337)**
Dotations aux amortissements	(9)	(123)	(2 929)	(40)	(187)	-	(96)	(3 384)
Pertes de valeur	2	(31)	(670)	(1)	2	(19)	(2)	(719)
Cessions	1	68	692	36	46	96	202	1 140
Écarts de conversion	6	16	1 226	10	24	59	10	1 352
Variations de périmètre	1	18	825	(1)	2	26	1	871
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	15	35	7 785	5	518	208	11	8 577
Autres variations	-	7	(388)	(2)	(9)	625	26	258
Au 31 décembre 2017 [1]	**(129)**	**(2 937)**	**(41 992)**	**(330)**	**(929)**	**(199)**	**(725)**	**(47 241)**
Dotations aux amortissements	(8)	(119)	(2 600)	(42)	(189)	-	(90)	(3 048)
Pertes de valeur	(1)	(82)	(1 006)	(1)	(250)	(219)	(3)	(1 561)
Cessions	-	23	551	37	-	1	53	665
Écarts de conversion	4	(5)	(108)	(2)	(4)	4	(6)	(119)
Variations de périmètre	2	1	1 277	43	12	21	7	1 363
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	5	1 552	5	-	2	23	1 588
Autres variations	2	(60)	56	(1)	(58)	24	(2)	(39)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(130)**	**(3 175)**	**(42 270)**	**(290)**	**(1 418)**	**(367)**	**(742)**	**(48 391)**
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2017 [1]	**588**	**2 579**	**41 554**	**115**	**1 291**	**4 653**	**280**	**51 062**
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**541**	**2 501**	**39 345**	**129**	**1 026**	**5 102**	**273**	**48 917**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

En 2018, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- le classement de la participation dans Glow (production d'électricité en Thaïlande), des parcs en exploitation du groupe Langa en France et de parcs solaires au Mexique, en «Actifs destinés à être cédés» (*cf. Note 5.2 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»*) pour -2 550 millions d'euros. La valeur comptable de ces immobilisations corporelles est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2018 ;
- des amortissements pour un total de -3 048 millions d'euros ;
- de pertes de valeur s'élevant à 1 561 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production d'électricité d'origine thermique en Europe (-1 268 millions d'euros) et Amérique latine (-71 millions d'euros), et des sites d'infrastructures gazières en France (-87 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -434 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO[1] portant sur des parcs éoliens et solaires en France (-411 millions d'euros), des activités de distributions de gaz en Hongrie (-155 millions d'euros), des activités GNL (-110 millions d'euros), légèrement compensées par l'acquisition du groupe Langa en France (+206 millions d'euros) ;
- partiellement compensée par des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 302 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens et solaires en Amérique latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe.

En 2017, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- du transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable des actifs Loy Yang B en cours de

(1) Develop Build Sell Operate

cession au 31 décembre 2017 et des activités d'exploration-production classées en tant qu'activités non poursuivies pour un total de -5 137 millions d'euros ;

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 062 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens et dans le solaire en Amérique latine et en France, et des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe ;
- des amortissements pour un total de -3 384 millions d'euros ;
- des effets de change de -1 738 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (-963 millions d'euros) et du réal brésilien (-439 millions d'euros) ;
- de pertes de valeur s'élevant à -719 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique (-510 millions d'euros) et sur les sites de stockages de gaz en Allemagne (-156 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -664 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO portant sur des parcs éoliens et solaires en France (-277 millions d'euros) et de la cession des centrales de production d'électricité au Royaume-Uni (-186 millions d'euros).

16.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 1 298 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 2 185 millions d'euros au 31 décembre 2017.

La variation résulte principalement du classement en «Actifs destinés à être cédés» des actifs de Glow en Thaïlande. La dette garantie a, quant à elle, été classée en «Passifs destinés à être cédés» (*cf. Note* 5.2).

16.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

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

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 1 415 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 1 988 millions d'euros au 31 décembre 2017.

16.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 134 millions d'euros au titre de l'exercice 2018 contre 104 millions d'euros au titre de l'exercice 2017.

NOTE 17 Instruments financiers

17.1 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 Payment 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 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. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	Notes	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Autres actifs financiers	17.1	6 193	2 290	8 483	5 586	2 010	7 596
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres		*742*	-	*742*	*733*	-	*733*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat		*365*	-	*365*	*393*	-	*393*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres		*1 108*	*840*	*1 947*	*844*	*942*	*1 786*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat		*600*	*233*	*832*	*647*	*210*	*857*
Prêts et créances au coût amorti		*3 378*	*1 218*	*4 596*	*2 968*	*858*	*3 826*
Créances commerciales et autres débiteurs	8.2	-	15 613	15 613	-	13 127	13 127
Actifs de contrats	8.2	-	7 411	7 411	-	6 930	6 930
Trésorerie et équivalents de trésorerie	17.1	-	8 700	8 700	-	8 929	8 929
Instruments financiers dérivés	17.4	2 693	10 679	13 372	2 949	7 378	10 326
TOTAL		**8 886**	**44 692**	**53 578**	**8 535**	**38 374**	**46 908**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

17.1.1 Autres actifs financiers

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

Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat

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

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

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

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

En millions d'euros	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2017 (1)	**733**	**393**	**1 127**
Acquisitions	50	170	220
Cessions	(62)	(118)	(179)
Variations de juste valeur	35	(46)	(10)
Variations de périmètre, change et divers	(15)	(34)	(50)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**742**	**365**	**1 107**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les instruments de capitaux propres détenus par le Groupe s'élèvent à 1 107 millions d'euros au 31 décembre 2018 dont 62 millions d'euros d'instruments cotés de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres.

Au 31 décembre 2018, la valeur nette comptable des instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres s'élève à 742 millions d'euros. Ce poste comprend principalement la participation minoritaire du Groupe dans Nord Stream AG pour un montant de 478 millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2018, le Groupe a reçu 55 millions d'euros de dividendes comprenant 38 millions d'euros provenant d'instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux (dont 1 million d'euros concernant des titres cédés en 2018) et 15 millions d'euros provenant d'instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat (dont 3 millions d'euros concernant des titres cédés en 2018).

17.1.1.2 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 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 et des placements financiers à terme (dépôts *step-up*).

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 de dette à la juste valeur par résultat	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par capitaux propres	Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie à la juste valeur par résultat	Total
Au 31 décembre 2017 [1]	**884**	**621**	**902**	**236**	**2 643**
Acquisitions	139	(73)	170	65	300
Cessions	(9)	(2)	(145)	-	(156)
Variations de juste valeur	33	(23)	-	3	14
Variations de périmètre, change et divers	(22)	3	(5)	3	(22)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**1 025**	**525**	**922**	**307**	**2 779**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2018, les instruments de dette à la juste valeur s'élèvent à 2 779 millions d'euros et se répartissent entre 1 947 millions d'euros d'instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres et 832 millions d'euros instruments de dette évalués à la juste valeur par résultat (respectivement 1 786 millions d'euros et 857 millions d'euros au 31 décembre 2017).

Les instruments de dette à la juste valeur comprennent au 31 décembre 2018 les obligations et OPCVM détenus par Synatom pour 1 492 millions d'euros et des instruments liquides venant en réduction de la dette brute pour 1 229 millions d'euros (respectivement 1 441 millions d'euros et 1 138 millions d'euros au 31 décembre 2017).

17.1.1.3 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.

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

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Prêts aux sociétés affiliées	1 498	121	1 619	990	97	1 087
Autres créances au coût amorti	675	241	916	672	107	779
Créances de concessions	544	68	612	571	82	653
Créances de location financement	661	89	750	735	72	807
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	699	699	-	500	500
TOTAL	**3 378**	**1 218**	**4 596**	**2 968**	**858**	**3 826**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

L'augmentation du poste «Prêts et créances au coût amorti» en 2018 comprend 247 millions d'euros au titre du prêt accordé à Neptune Energy dans le cadre de la cession des activités d'exploration-production. Ce poste comprend également le prêt relatif au financement du projet de gazoduc Nord Stream 2 d'un nominal de 298 millions d'euros (avant prise en compte des intérêts capitalisés et de pertes de valeurs attendues).

Les pertes de valeur attendues sur prêts et créances au coût amorti sont présentées ci-dessous :

	31 déc. 2018				31 déc. 2017 (1)			
En millions d'euros	**Brut**	**Coût amorti**	**Dépréciation & Perte de valeur attendue (2)**	**Net**	**Brut**	**Coût amorti**	**Dépréciation & Perte de valeur attendue (2)**	**Net**
Prêts aux sociétés affiliées	1 808	86	(275)	1 619	1 293	19	(225)	1 087
Autres créances au coût amorti	924	1	(10)	916	789	-	(10)	779
Créances de concessions	614	-	(1)	612	655	-	(2)	653
Créances de location financement	783	1	(34)	750	839	1	(33)	807
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	699	-	-	699	500	-	-	500
TOTAL	**4 827**	**88**	**(319)**	**4 596**	**4 076**	**21**	**(270)**	**3 826**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Dont des dépréciations de créances sur l'État argentin, revenant à SUEZ (cf. Note 28.1.1 «Concessions de Buenos Aires et Santa Fe»).

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti sont présentées dans la Note 18.2 «Risque de contrepartie».

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 2018	263	(21)	(41)
Au 31 décembre 2017 [1]	248	(13)	(8)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Au 31 décembre 2018, comme au 31 décembre 2017, le Groupe n'a pas enregistré de variation significative des pertes de valeur attendues sur les prêts et créances au coût amorti.

17.1.2 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 8.2.

17.1.3 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 8 700 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 8 929 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 121 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 141 millions d'euros au 31 décembre 2017. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 62 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 2018 s'établit à +73 millions d'euros contre +104 millions d'euros en 2017.

17.1.4 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 20.2 «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 la mesure où ceux-ci répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant faire l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est, soit prêtée à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placée dans des actifs financiers de type obligations et SICAV.

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. 2018**	**31 déc. 2017 [1]**
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**512**	**516**
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	40	41
Prêt à Sibelga	18	22
Autres prêts et créances au coût amorti	**163**	**23**
Instruments de dette - trésorerie soumise à restriction	163	23
Instruments de capitaux propres et de dette à la juste valeur	**1 539**	**1 483**
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	47	41
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	1 025	861
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	467	580
TOTAL	**2 214**	**2 022**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et la trésorerie soumise à restriction des OPCVM sont présentés dans l'état de 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 17.1 «Actifs financiers»*).

17.1.5 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2018, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de 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 2018, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à des ventes réelles et sans recours d'actifs financiers dont l'encours au 31 décembre 2018 s'élève à 872 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 447	3 602

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

17.2 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.

6

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2018 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

		31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Notes**	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Dettes financières	17.2	26 434	5 745	32 178	25 292	8 175	33 467
Fournisseurs et autres créanciers	17.2	-	19 759	19 759	-	16 404	16 404
Passifs de contrats	8.2	36	3 598	3 634	258	3 317	3 575
Instruments financiers dérivés	17.4	2 785	11 510	14 295	2 980	8 720	11 700
Autres passifs financiers	17.2	46	-	46	32	-	32
TOTAL		**29 301**	**40 612**	**69 913**	**28 562**	**36 617**	**65 179**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

17.2.1 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Fournisseurs	19 192	15 983
Dettes sur immobilisations	568	422
TOTAL	**19 759**	**16 404**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

17.2.2 Passifs de contrat

Les passifs de contrat sont présentés dans la Note 8.2.

17.2.3 Dettes financières

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts obligataires	21 444	1 202	22 645	20 062	2 175	22 237
Emprunts bancaires	4 272	349	4 620	4 231	928	5 159
Titres négociables à court terme	-	2 894	2 894	-	3 889	3 889
Tirages sur facilités de crédit	33	33	66	26	21	47
Emprunts sur location-financement	262	118	380	330	152	483
Autres emprunts	74	51	125	65	56	121
EMPRUNTS	**26 084**	**4 647**	**30 731**	**24 714**	**7 221**	**31 935**
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	464	464	-	466	466
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**26 084**	**5 111**	**31 195**	**24 714**	**7 688**	**32 401**
Impact du coût amorti	13	228	241	242	47	289
Impact de la couverture de juste valeur	337	2	339	336	29	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	404	404	-	412	412
DETTES FINANCIÈRES	**26 434**	**5 745**	**32 178**	**25 292**	**8 175**	**33 467**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2018 à 33 651 millions d'euros pour une valeur comptable de 32 178 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 11 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières nettes sont présentées dans la Note 17.3 «Endettement financier net».

17.2.4 Autres passifs financiers

Au 31 décembre 2018, les autres passifs financiers s'élèvent à 46 millions d'euros (32 millions d'euros au 31 décembre 2017). Ils correspondent principalement à des dettes résultant de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence.

17.3 Endettement financier net

17.3.1 Endettement financier net par nature

	31 déc. 2018			31 déc. 2017 (1)		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Encours des dettes financières	26 084	5 111	31 195	24 714	7 688	32 401
Impact du coût amorti	13	228	241	242	47	289
Impact de la couverture de juste valeur (2)	337	2	339	336	29	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	404	404	-	412	412
DETTES FINANCIÈRES	**26 434**	**5 745**	**32 178**	**25 292**	**8 175**	**33 467**
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette (3)	259	66	325	293	59	352
DETTE BRUTE	**26 692**	**5 811**	**32 503**	**25 585**	**8 234**	**33 819**
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(53)	(59)	(1)	(60)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(699)	(699)	-	(500)	(500)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	**(53)**	**(700)**	**(752)**	**(59)**	**(501)**	**(559)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 700)	(8 700)	-	(8 929)	(8 929)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette (3)	(678)	(42)	(720)	(610)	(63)	(673)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(678)**	**(8 742)**	**(9 420)**	**(610)**	**(8 992)**	**(9 602)**
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(235)	(995)	(1 230)	(30)	(1 108)	(1 138)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	**(235)**	**(995)**	**(1 230)**	**(30)**	**(1 108)**	**(1 138)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**25 727**	**(4 625)**	**21 102**	**24 887**	**(2 367)**	**22 520**
Encours des dettes financières	26 084	5 111	31 195	24 714	7 688	32 401
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(53)	(59)	(1)	(60)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(235)	(995)	(1 230)	(30)	(1 108)	(1 138)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 700)	(8 700)	-	(8 929)	(8 929)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**25 796**	**(4 584)**	**21 212**	**24 626**	**(2 351)**	**22 275**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
(2) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.
(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.

L'endettement financier net hors dette interne des activités non poursuivies s'élève à 20 788 millions d'euros au 31 décembre 2017 (*cf. Notes 5.1.2 «Cession des activités exploration-production» et 5.1.4 «Cession des activités d'ENGIE dans le gaz naturel liquéfié (GNL) »*).

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

En millions d'euros	31 déc. 2017 (1)	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2018
Encours des dettes financières	32 401	(589)	-	-	41	(658)	31 195
Impact du coût amorti	289	(20)	-	19	(12)	(35)	241
Impact de la couverture de juste valeur	365	-	-	(26)	-	-	339
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	412	(8)	-	-	-	-	404
DETTES FINANCIÈRES	**33 467**	**(617)**	**-**	**(7)**	**29**	**(694)**	**32 178**
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette	352	(76)	-	-	51	(2)	325
DETTE BRUTE	**33 819**	**(693)**	**-**	**(7)**	**80**	**(696)**	**32 503**
Actifs liés au financement	(60)	-	-	-	6	-	(53)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	(500)	(199)	-	-	-	-	(699)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT ET APPELS DE MARGE	**(559)**	**(199)**	**-**	**-**	**6**	**-**	**(752)**
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 929)	-	(449)	-	93	585	(8 700)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette	(673)	89	-	29	(160)	(4)	(720)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(9 602)**	**89**	**(449)**	**29**	**(67)**	**580**	**(9 420)**
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 138)	(90)	-	(4)	-	3	(1 230)
INSTRUMENTS LIQUIDES DE DETTE DESTINÉS AU PLACEMENT DE LA TRÉSORERIE	**(1 138)**	**(90)**	**-**	**(4)**	**-**	**3**	**(1 230)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**22 520**	**(894)**	**(449)**	**18**	**19**	**(113)**	**21 102**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

17.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2018, les variations de change se sont traduites par une augmentation de l'endettement financier net de 19 millions d'euros, dont -124 millions d'euros sur le real brésilien compensés par une augmentation de la dette en dollar américain pour +151 millions d'euros.

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une réduction nette de 2 605 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 938 millions d'euros, incluant notamment la cession des activités exploration-production, des activités amont de gaz naturel liquéfié, de la centrale de Loy Yang B en Australie et des activités de distribution de gaz en Hongrie *(cf. Note 5.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2018»)* ;
- du classement en «Actifs destinés à être cédés» de Glow (*cf. Note 5.2.1 «Projet de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow»*) et d'actifs détenus par la société Langa (*cf. Note 5.2.2 «Projet de cession d'actifs de la société Langa»*) se traduisant par une réduction de l'endettement financier net de 993 millions d'euros ;
- des acquisitions réalisées en 2018 (principalement aux États-Unis avec l'acquisition de sociétés opérant dans le secteur des énergies renouvelables et des services, ainsi qu'en France avec l'acquisition du groupe Langa, de Priora FM SA et une prise de participation majoritaire dans Electro Power Systems) qui ont accru l'endettement net de 2 326 millions d'euros *(cf. Note 5.3 «Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2018»)*.

17.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2018 :

- ENGIE SA a procédé le 22 juin 2018 à une émission obligataire d'un montant de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,421% et arrivant à échéance en juin 2028 ;
- le 19 septembre 2018, ENGIE SA a procédé à une émission obligataire d'un montant total de 1 milliard d'euros :
  - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,875% arrivant à échéance en septembre 2025,
  - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,875% arrivant à échéance en septembre 2033 ;

- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 2018 :
  - ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 644 millions d'euros portant un coupon de 5,125% et arrivé à échéance le 18 février 2018,
  - ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 729 millions d'euros portant un coupon de 2,25% et arrivé à échéance le 1er juin 2018,
  - ENGIE SA a procédé au remboursement de l'emprunt obligataire de 150 millions d'euros portant un coupon de 3,046% et arrivé à échéance le 17 octobre 2018 ;
- les 5 juillet, 11 juillet et 16 octobre 2018, ENGIE SA a réalisé des émissions privées pour respectivement 75 millions d'euros, 85 millions de dollars australiens (53 millions d'euros) et 50 millions d'euros et arrivant respectivement à échéance en 2038, 2033 et 2027 ;
- le 6 juin 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 600 millions d'euros de titres super-subordonnés (soit un montant total de 621 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 584 millions d'euros. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 juillet 2018 ;
- le 5 décembre 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 300 millions de livres sterling de titres super-subordonnés (soit un montant total de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros ;
- le 12 décembre 2018, Electrabel SA a procédé au remboursement d'un emprunt bancaire de 300 millions d'euros portant un coupon variable Euribor 3 mois ;
- ENGIE Brasil Energia a réalisé les opérations suivantes :
  - ENGIE Brasil Energia a émis le 28 juin 2018 quatre emprunts obligataires pour un montant total de 1 802 millions de real brésilien (401 millions d'euros) comprenant 782 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2023 et 1 020 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2027,
  - ENGIE Brasil Energia a émis le 25 juillet 2018 deux emprunts obligataires pour un montant total de 746 millions de real brésilien (161 millions d'euros) comprenant 515 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2025 et 231 millions de real brésilien arrivant à échéance en 2028,
  - ENGIE Brasil Energia a souscrit le 27 août 2018 à 11 emprunts bancaires en financement de projets de parc éoliens pour un montant total de 730 millions de real brésilien (153 millions d'euros) arrivant à échéance en 2035,
  - ENGIE Brasil Energia a souscrit en avril 2018 et en novembre 2018 à 4 emprunts bancaires d'un montant total de 400 millions de dollars américains comprenant 174 millions d'euros arrivant à échéance en 2020 et 174 millions d'euros arrivant à échéance en 2021,
  - ENGIE Brasil Energia a souscrit en août 2018 et en décembre 2018 à des emprunts bancaires d'un montant de 635 millions de real brésilien (143 millions d'euros) arrivant à échéance en janvier 2036,
  - ENGIE Brasil Energia a procédé le 29 juin 2018 au remboursement partiel de dettes obligataires pour un montant de 1 685 millions de real brésilien (375 millions d'euros).

17.4 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 18 – 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 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 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 situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de 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 d'une rubrique spécifique «*Mark-to-market*» ou «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et en 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 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 du 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. 2018						31 déc. 2017 (1)					
	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	678	42	720	259	66	325	610	63	673	293	59	352
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 409	10 608	12 018	1 311	11 405	12 716	1 532	7 231	8 763	1 475	8 544	10 018
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments (2)	606	28	634	1 215	38	1 254	806	83	889	1 212	118	1 329
TOTAL	**2 693**	**10 679**	**13 372**	**2 785**	**11 510**	**14 295**	**2 949**	**7 378**	**10 326**	**2 980**	**8 720**	**11 700**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) 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.

17.4.1 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. 2018				31 déc. 2017			
En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière (2)	Autres accords de compensation (3)	Montant net total	Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière (1,2)	Autres accords de compensation (3)	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	12 588	12 018	(8 409)	3 608	9 177	8 763	(5 061)	3 703
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 354	1 354	(384)	970	1 563	1 563	(315)	1 248
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(13 286)	(12 716)	10 448	(2 268)	(10 432)	(10 018)	7 221	(2 798)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 579)	(1 579)	601	(978)	(1 682)	(1 682)	393	(1 289)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

(3) 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.

17.5 Juste valeur des instruments financiers par niveau

17.5.1 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. 2018				31 déc. 2017 (1)			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)	3 887	1 554	-	2 332	3 493	976	277	1 937
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par capitaux propres	*742*	*62*	-	*680*	*733*	*55*	-	*678*
Instruments de capitaux propres à la juste valeur par résultat	*365*	-	-	*365*	*393*	*37*	-	*356*
Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	*1 947*	*1 025*	-	*922*	*1 786*	*884*	-	*902*
Instruments de dette à la juste valeur par résultat	*832*	*467*	-	*365*	*580*	-	*277*	-
Instruments financiers dérivés	13 372	38	12 912	422	10 326	21	9 993	313
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*720*	-	*720*	-	*673*	-	*673*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management (2)	*2 075*	-	*2 036*	*39*	*2 001*	-	*1 969*	*32*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading (2)	*9 943*	*38*	*9 522*	*383*	*6 763*	*21*	*6 461*	*281*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*634*	-	*634*	-	*889*	-	*889*	-
TOTAL	**17 259**	**1 593**	**12 912**	**2 754**	**13 820**	**997**	**10 270**	**2 249**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

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

Au 31 décembre 2018, 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 capitaux propres à la juste valeur par résultat	Instruments de dette à la juste valeur par capitaux propres	Instruments de dette à la juste valeur par résultat	Autres actifs financiers (hors prêts et créances au coût amorti)
Au 31 décembre 2017 [1]	**678**	**356**	**902**	**277**	**2 213**
Acquisitions	44	170	170	85	469
Cessions	(61)	(81)	(145)	(2)	(290)
Variations de juste valeur	34	(46)	-	-	(11)
Variations de périmètre, change et divers	(15)	(34)	(5)	6	(49)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**680**	**365**	**922**	**365**	**2 332**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période					-

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Instruments financiers dérivés

Au 31 décembre 2018, 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 2017	**(188)**
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	29
Dénouements	87
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(6)
Juste valeur nette enregistrée en résultat	**(79)**
Gains/(pertes) Day-One différés	(4)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(83)**

17.5.2 Passifs financiers

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

	31 déc. 2018				31 déc. 2017 [1]			
En millions d'euros	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	5 358	-	5 358	-	5 217	-	5 217	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	28 293	19 028	9 265	-	30 352	19 478	10 874	-
Instruments financiers dérivés	14 295	26	13 764	505	11 700	26	11 173	501
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*325*	-	*325*	-	*352*	-	*352*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management [2]	*2 124*	-	*2 075*	*49*	*2 210*	-	*2 140*	*70*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading [2]	*10 592*	*26*	*10 110*	*456*	*7 808*	*26*	*7 351*	*431*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 254*	-	*1 254*	-	*1 329*	-	*1 329*	-
TOTAL	**47 946**	**19 054**	**28 387**	**505**	**47 269**	**19 504**	**27 264**	**501**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

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

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 17.4 «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 18 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 de Référence.

18.1 Risques de marché

18.1.1 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.

18.1.1.1 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 2018 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.

6

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2018		31 déc. 2017	
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	60	-	307	197
Gaz naturel	+3 €/MWh	961	1	(17)	(48)
Électricité	+5 €/MWh	65	(26)	145	(30)
Charbon	+10 $US/ton	9	2	33	2
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	37	1	53	-
EUR/USD	+10%	67	(2)	102	(233)
EUR/GBP	+10%	87	-	69	2

(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 variation de sensibilité sur le gaz naturel par rapport au 31 décembre 2017 est principalement liée à la cession des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) dont l'exposition vendeuse compensait l'exposition acheteuse des métiers de fourniture de gaz.

18.1.1.2 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 526 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 349 millions d'euros en 2017).

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. 2018	2018 moyenne (1)	Maximum 2018 (2)	Minimum 2018 (2)	2017 moyenne (1)
Activités de trading	13	10	21	4	9

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2018.

18.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

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.

Le Groupe n'applique la comptabilité de couverture telle que définie par IFRS 9 qu'à une petite partie des opérations de couverture précitées. La cession en 2018 des activités en amont de gaz naturel liquéfié et d'exploration-production du Groupe (participation de 70% dans EPI) a encore réduit la comptabilité de couverture pour les risques sur matières premières.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2018 et 2017 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2018				31 déc. 2017 (1)			
	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*	1 409	666	(1 311)	(813)	1 532	468	(1 475)	(736)
Couverture de flux de trésorerie	*46*	*56*	*(61)*	*(129)*	*186*	*62*	*(208)*	*(110)*
Autres instruments financiers dérivés	*1 364*	*610*	*(1 249)*	*(684)*	*1 346*	*406*	*(1 267)*	*(625)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*	-	9 943	-	(10 592)	-	6 763	-	(7 808)
TOTAL	**1 409**	**10 608**	**(1 311)**	**(11 405)**	**1 532**	**7 231**	**(1 475)**	**(8 544)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Se reporter également à la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

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.

18.1.2.1 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. 2018				31 déc. 2017 [1]			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	20	15	(1)	(3)	14	12	-	(10)
Électricité	1	3	(44)	(120)	3	7	(44)	(52)
Charbon	7	3	-	-	8	4	-	-
Pétrole	-	-	-	-	145	1	-	(1)
Autres [2]	18	35	(16)	(6)	16	38	(164)	(47)
TOTAL	**46**	**56**	**(61)**	**(129)**	**186**	**62**	**(208)**	**(110)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).
(2) 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	Total au 31 déc. 2018	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	5 619	3 258	2 361	-	-	-	-
Électricité	GWh	(8 028)	(4 601)	(2 241)	(1 186)	-	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	220	128	92	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	-	-	-	-	-	-	-
Change	Millions d'euros	65	25	21	18	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	1 050	900	150	-	-	-	-

(1) Position acheteuse/(vendeuse)

Au 31 décembre 2018, une perte de 35 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 24 millions d'euros au 31 décembre 2017). Une perte de 20 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2018 (contre une perte de 185 millions d'euros en 2017).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact représente un gain de 8 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre un impact négatif de 6 millions d'euros au 31 décembre 2017).

18.1.2.2 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.

18.1.3 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.

18.1.3.1 Instruments financiers par devise

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

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	**Après impact des dérivés**	**Avant impact des dérivés**	**Après impact des dérivés**
EUR	68%	76%	69%	79%
USD	12%	14%	12%	11%
GBP	8%	1%	7%	0%
Autres devises	12%	9%	12%	10%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	**Après impact des dérivés**	**Avant impact des dérivés**	**Après impact des dérivés**
EUR	63%	75%	65%	80%
USD	15%	18%	16%	14%
GBP	12%	1%	9%	-1%
Autres devises	10%	6%	10%	7%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

18.1.3.2 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. 2018		
	Impact sur le résultat		**Impact sur les capitaux propres**
En millions d'euros	**+10% (1)**	**-10% (1)**	**+10% (1)**
Expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière (2)	(18)	18	NA
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net (3)	NA	NA	137

(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.

18.1.4 Risque de taux d'intérêt

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

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2018, 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 précouvertures de taux d'intérêt à terme 2019 et 2020, sur des maturités respectives de 18 et 10 ans.

18.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

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

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	**Après impact des dérivés**	**Avant impact des dérivés**	**Après impact des dérivés**
Taux variable	23%	43%	29%	39%
Taux fixe	77%	57%	71%	61%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
	Avant impact des dérivés	**Après impact des dérivés**	**Avant impact des dérivés**	**Après impact des dérivés**
Taux variable	-11%	19%	-1%	14%
Taux fixe	111%	81%	101%	86%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

18.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	31 déc. 2018			
	Impact sur le résultat		**Impact sur les capitaux propres**	
	+100 points de base	**-100 points de base**	**+100 points de base**	**-100 points de base**
Charge nette d'intérêts sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés	(40)	39	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés non qualifiés de couverture	51	(65)	NA	NA
Variation de juste valeur des dérivés de couverture de flux de trésorerie	NA	NA	321	(412)

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

18.1.5.1 Gestion du risque de change

Le risque de change (FX) est présenté et géré à l'échelle du Groupe conformément à une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue trois sources de risque de change principales :

- risque transactionnel lié aux opérations courantes

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

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

  Les risques FX liés aux activités opérationnelles sont systématiquement couverts lorsque les flux financiers associés sont certains, avec un horizon de couverture correspondant au minimum à l'horizon du plan à moyen terme. Pour les flux de trésorerie qui ne sont pas certains, dans leur intégralité, la couverture est initialement basée sur un volume «sans regrets». Les expositions sont suivies et gérées sur la base de la somme des flux de trésorerie nominaux en devises, y compris les montants hautement probables et les couvertures associées.

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

- risque transactionnel lié aux projets

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

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

- risque translationnel

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

  Le risque translationnel est géré de façon centralisée avec pour priorité la garantie de la valeur de l'actif net.

  La pertinence de la couverture de ce risque translationnel est évaluée régulièrement pour chaque devise (au minimum) ou ensemble d'actifs libellés dans la même devise, compte tenu notamment de la valeur des actifs et des coûts de couverture.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de change :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré comprenant des opérations de change à terme, des *swaps* FX, des *swaps* de devises et opérations croisées de devises, des options FX classiques ou des combinaisons de ces instruments (*calls, puts* ou *collars*) ;
- des éléments monétaires : dette, trésorerie et emprunts.

Les sources d'inefficacité de couverture découlent principalement d'incertitudes entourant le calendrier et, dans certains cas, le montant, des flux de trésorerie futurs en devises couverts

18.1.5.2 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.

L'approche de la gestion du risque de taux d'intérêt applicable à l'échelle du Groupe est énoncée dans une politique validée par le management du Groupe. Cette politique distingue les deux principales sources de risque de taux d'intérêt suivantes :

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

  Le risque de taux d'intérêt lié à la dette nette du Groupe désigne l'impact financier des fluctuations des taux de référence sur la dette et le portefeuille de trésorerie découlant des activités de financement récurrentes. Ce risque est principalement géré de manière centralisée.

  Les objectifs de la gestion des risques sont, par ordre d'importance :

  - de protéger la viabilité à long terme des actifs,
  - d'optimiser les coûts de financement et d'assurer la compétitivité, et
  - de minimiser les incertitudes entourant le coût de la dette.

  Le risque de taux d'intérêt est géré activement en suivant l'évolution des taux d'intérêt du marché et leur impact sur la dette brute et nette du Groupe.

- risque de taux d'intérêt lié aux projets

  Le risque de taux d'intérêt lié aux projets spécifiques désigne l'impact financier négatif potentiel des fluctuations des taux de référence sur des opérations majeures particulières telles que des projets d'investissement, d'acquisition, de cession et de restructuration. Le risque de taux d'intérêt après la réalisation d'une opération est considéré comme lié aux opérations courantes (voir le paragraphe «Risque de taux d'intérêt» plus haut).

  La gestion du risque de taux d'intérêt lié à des projets spécifiques a pour objectif de protéger la viabilité économique des projets, des acquisitions, des cessions et des restructurations contre les évolutions défavorables des taux d'intérêt. Pour ce faire, des couvertures peuvent être mises en place en fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la probabilité de réalisation, la disponibilité des instruments de couverture et leur coût associé.

Instruments dérivés de couverture et sources d'inefficacité de couverture

Le Groupe recourt essentiellement aux leviers de gestion suivants afin d'atténuer le risque de taux d'intérêt :

- des instruments financiers dérivés : principalement des contrats de gré à gré permettant de gérer les taux d'intérêt de référence. Ces instruments comprennent :
  - des *swaps*, pour transformer la nature du paiement d'intérêts sur les dettes, généralement en les passant d'un taux fixe à un taux variable ou l'inverse, et
  - des options classiques de taux d'intérêt ;
- des *caps*, des *floors* et des *collars* permettant de limiter l'impact des fluctuations des taux d'intérêt en fixant des planchers et plafonds pour les taux d'intérêt variables.

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

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

Le Groupe a décidé d'appliquer la comptabilité de couverture lorsque cela est possible et pertinent pour gérer le risque de change et le risque de taux d'intérêt, et gère également un portefeuille d'instruments dérivés non désignés correspondant à des couvertures économiques liées à des expositions de dette nette et de change.

Le Groupe recourt aux trois méthodes pour la comptabilité de couverture : couverture de flux de trésorerie, couverture de juste valeur et couverture d'investissement net.

En règle générale, le Groupe redéfinit rarement les relations de couverture, ne désigne pas de composantes de risques spécifiques comme un élément couvert et ne désigne pas les expositions de crédit comme évaluées à la juste valeur par résultat.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les *swaps* de taux d'intérêt ou les opérations croisées de devises qui transforment la dette à taux fixe en dette à taux variable.

Les couvertures de flux de trésorerie sont principalement utilisées pour couvrir les flux de trésorerie futurs en devises, les dettes à taux variable et les besoins de refinancement futurs.

Les instruments de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* FX et des contrats à terme.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2018 et 2017 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2018				31 déc. 2017 (1)			
	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	678	42	(259)	(66)	610	63	(293)	(59)
Couverture de juste valeur	*521*	*1*	*(29)*	*(1)*	*449*	*9*	*(38)*	-
Couverture de flux de trésorerie	*24*	-	*(191)*	-	*15*	*1*	*(191)*	-
Dérivés non qualifiés de couverture	*133*	*42*	*(39)*	*(65)*	*147*	*53*	*(64)*	*(59)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	606	28	(1 215)	(38)	806	83	(1 212)	(118)
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	*21*	*1*	*(284)*	*(4)*	*128*	*5*	*(375)*	*(37)*
Couverture d'investissement net	*1*	-	*(5)*	-	*54*	-	*(8)*	-
Dérivés non qualifiés de couverture	*583*	*27*	*(927)*	*(34)*	*625*	*78*	*(830)*	*(80)*
TOTAL	**1 283**	**71**	**(1 474)**	**(105)**	**1 417**	**146**	**(1 505)**	**(177)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Se reporter également à la Note 17.4 «Instruments financiers dérivés».

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 2018, un profil des échéances des valeurs nominales des instruments de couverture et, le cas échéant, le prix ou taux moyen de l'instrument de couverture.

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2019	2 020	2 021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Payeur	Fixe	CCS	AUD	(527)	(123)	(123)	(123)	(52)	(52)	(52)
			CHF	(954)	(399)	(399)	(155)	-	-	-
			EUR	(615)	(322)	(288)	(6)	-	-	-
			GBP	(13 808)	(2 041)	(2 041)	(1 789)	(1 789)	(1 230)	(4 919)
			HKD	(1 338)	(256)	(256)	(256)	(256)	(156)	(156)
			JPY	(993)	(358)	(358)	(278)	-	-	-
			NOK	(151)	(50)	(50)	(50)	-	-	-
			PEN	(967)	(263)	(263)	(252)	(189)	-	-
			USD	(2 281)	(1 053)	(1 097)	(44)	(44)	(44)	-
	Variable	CCS	USD	(580)	(262)	(318)	-	-	-	-
Acheteur	Fixe	CCS	CLP	13	7	6	-	-	-	-
			EUR	17 988	3 095	3 138	2 568	2 277	1 541	5 369
			GBP	550	286	259	5	-	-	-
			INR	58	-	58	-	-	-	-
			USD	1 030	289	286	260	195	-	-
	Variable	CCS	BRL	600	300	300	-	-	-	-
		CCS	EUR	2 633	1 180	1 180	273	-	-	-

En millions d'euros

Payeur/Acheteur	Type de taux d'intérêt	Type d'instrument financier dérivé	Devise	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Acheteur	Fixe	CAP	EUR	2 000	1 000	1 000	-	-	-	-
			HUF	1	-	-	-	-	-	-
		IRS	AUD	2	2	-	-	-	-	-
			CAD	-	-	-	-	-	-	-
			CZK	16	4	4	3	2	1	-
			EUR	38 495	5 671	7 324	8 197	6 157	3 660	7 486
			GBP	13	5	4	3	1	-	-
			USD	2 526	831	705	292	249	201	248
		FRA	EUR	3 600	1 950	1 650	-	-	-	-
	Variable	IRS	BRL	675	250	250	176	-	-	-
			EUR	45 484	13 056	11 751	7 589	5 972	2 482	4 635

Les tableaux présentés ci-dessus excluent les instruments dérivés de change (à l'exception des opérations croisées de devises ou «CCS»). Ces couvertures sont majoritairement à court terme ; leurs dates de maturité sont alignées sur celles des éléments couverts.

La gestion des risques FX et taux d'intérêt conduit à une sensibilité FX détaillée dans la Note 18.1.3.2 «Analyse de sensibilité au risque de change» et à un coût moyen de la dette de 2,68%, présenté dans la Note 11.1 «Coût de la dette nette».

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

Les tableaux suivants présentent :

- les valeurs comptables des instruments de couverture (actifs financiers séparément des passifs financiers), avec une référence au poste de l'état de situation financière comprenant l'instrument de couverture ;
- les valeurs nominales des instruments de couverture.

DÉRIVÉS DE CHANGE

	31 déc. 2018				31 déc. 2017	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de flux de trésorerie	45	(380)	(335)	3 268	(167)	3 285
Couverture d'investissement net	1	(5)	(3)	1 114	47	3 370
Dérivés non qualifiés de couverture	82	(105)	(23)	10 996	(76)	5 161
TOTAL	**128**	**(489)**	**(361)**	**15 379**	**(197)**	**11 815**

DÉRIVÉS DE TAUX

	31 déc. 2018				31 déc. 2017	
	Juste valeur			Nominal	Juste valeur	Nominal
En millions d'euros	Actif	Passif	Total	Total	Total	Total
Couverture de juste valeur	521	(30)	491	4 846	420	4 941
Couverture de flux de trésorerie	1	(99)	(98)	1 434	(287)	1 550
Dérivés non qualifiés de couverture	703	(960)	(257)	25 216	(55)	21 792
TOTAL	**1 226**	**(1 090)**	**136**	**31 496**	**78**	**28 283**

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.

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 2018 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.

COUVERTURE DE JUSTE VALEUR

Les tableaux suivants sur les couvertures de juste valeur présentent :

- les valeurs comptables des éléments couverts et les montants cumulés des ajustements de juste valeur inclus dans ces valeurs comptables (actifs financiers séparément des passifs) avec une référence au poste de l'état de situation financière comprenant l'instrument de couverture ;
- les valeurs nominales des instruments de couverture ;
- le montant cumulé des ajustements de juste valeur de la couverture restant dans l'état de situation financière pour les éléments couverts qui ont cessé d'être ajustés au titre des profits et des pertes de couverture conformément au paragraphe 6.5.10 d'IFRS 9 ; et
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat.

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	4 941	420	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	420	(2)	Coût de la dette nette

En millions d'euros	Encours	Impact de la couverture de juste valeur [1,2]	Ligne de l'état de situation financière	Variation de valeur utilisée pour déterminer la part inefficace
Éléments couverts	4 951	365	Emprunts à long terme et court terme	142

(1) La différence entre la variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace relative aux instruments de couverture et celle relative aux éléments couverts correspond au coût amorti des dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur.

(2) Dont 153 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.

COUVERTURE DES FLUX DE TRÉSORERIE

Les tableaux suivants sur les couvertures de flux de trésorerie présentent :

- la variation de la juste valeur de l'élément couvert servant de base pour comptabiliser la part inefficace de la couverture pour la période ;
- les soldes de la réserve de couverture des flux de trésorerie pour les couvertures poursuivies ;
- les soldes restant dans la réserve de couverture des flux de trésorerie pour les relations de couverture devenues pour lesquelles la comptabilité de couverture n'est plus appliquée ;
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat ; et
- les gains et pertes comptabilisés en et reclassés des capitaux propres.

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat [1]	Ligne du compte de résultat	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [1]	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	4 835	(454)	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette / aux autres éléments	(291)	65	[1]	Autres produits et charges financiers / Résultat des activités opérationnelles	127	Autres produits et charges financiers / Résultat des activités opérationnelles

(1) Gains/(pertes).

En millions d'euros	Variation de valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Réserves de couverture de flux de trésorerie - comptabilité de couverture poursuivie	Réserves de couverture de flux de trésorerie - comptabilité de couverture abandonnée
Éléments couverts	290	(265)	(459)

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt désignés comme couverture de flux de trésorerie est la suivante :

Au 31 décembre 2018

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(433)	4	(25)	(28)	(12)	(13)	(360)

Au 31 décembre 2017

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par d'ate de maturité	(454)	(49)	(31)	(62)	(29)	(22)	(261)

COUVERTURE D'INVESTISSEMENT NET

Les tableaux suivants sur les couvertures d'investissement net présentent :

- les variations de la juste valeur de l'élément couvert servant de base pour comptabiliser la part inefficace de la couverture pour la période ;
- les soldes de la réserve de conversion pour les couvertures poursuivies ;
- les soldes restant dans la réserve de conversion pour les relations de couverture pour lesquelles la comptabilité de couverture n'est plus appliquée ;
- la part inefficace de la couverture comptabilisée en résultat ; et
- les gains et pertes comptabilisés en et reclassés des capitaux propres.

En millions d'euros	Nominal	Juste valeur	Ligne de l'état de situation financière	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Variation de la juste valeur comptabilisée dans les capitaux propres [1]	Part inefficace comptabilisée en résultat [1]	Ligne du compte de résultat	Montant reclassé des capitaux propres en résultat [1]	Ligne du compte de résultat
Instruments de couverture	3 370	47	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	3	25	-	Autres produits et charges financiers	(32)	Résultat des activités opérationnelles

(1) Gains/(pertes).

En millions d'euros	Variation de la juste valeur utilisée pour déterminer la part inefficace	Réserves de couverture de d'investissement net - comptabilité de couverture poursuivie	Réserves de couverture d'investissement net - comptabilité de couverture abandonnée
Éléments couverts	(3)	(313)	NA

MONTANTS PRÉSENTÉS DANS L'ÉTAT DES VARIATIONS DE CAPITAUX PROPRES ET DU RÉSULTAT GLOBAL

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

		Couverture de flux de trésorerie		Couverture d'investissement net
En millions d'euros	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette - couverture du risque de change [1]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de taux d'intérêt [1]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change [2]	Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments - couverture du risque de change [2]
Au 31 décembre 2017	**46**	**(562)**	**(18)**	**(320)**
Part efficace comptabilisée en capitaux propres	(72)	-	7	(25)
Montant reclassé des capitaux propres en résultat	(156)	-	29	32
Écarts de conversion	-	-	-	-
Variations de périmètre et autres	1	5	(3)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**46**	**(741)**	**(28)**	**(313)**

(1) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des périodes données.
(2) Couverture de flux de trésorerie relatifs à des transactions données.

18.2 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).

18.2.1 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.

18.2.1.1 Créances commerciales et autres débiteurs, actifs de contrats

Les tableaux ci-dessous relatifs à l'exposition au risque de crédit des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» présentent :

- une ventilation de l'encours en fonction de l'approche retenue (individuelle ou collective) pour le suivi des pertes de valeur attendues ;
- pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle, une ventilation de l'encours par :
  - niveau de risque (niveaux 1, 2 et 3),
  - type de contreparties (*investment grade* vs. autres) ;
- pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche collective une analyse de l'encours distinguant les montants échus et les montants ni échus ni dépréciés.

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent respectivement à 2 547 millions d'euros et 13 millions d'euros au 31 décembre 2018 pour les «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» (contre 2 114 millions d'euros et 12 millions d'euros au 31 décembre 2017).

La répartition de l'encours en fonction de l'approche retenue pour le suivi des pertes de valeur attendues est la suivante :

		31 déc. 2018			31 déc. 2017		
En millions d'euros		**Approche individuelle**	**Approche collective**	**Total**	**Approche individuelle**	**Approche collective**	**Total**
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	10 339	3 804	14 142	8 548	3 546	12 094
	Pertes de valeur attendues	(323)	(754)	(1 076)	(352)	(729)	(1 081)
TOTAL		**10 016**	**3 050**	**13 066**	**8 196**	**2 817**	**11 013**
Actifs de contrats	Brut	3 052	4 381	7 432	2 757	4 073	6 831
	Pertes de valeur attendues	(7)	(1)	(8)	(7)	(5)	(12)
TOTAL		**3 045**	**4 379**	**7 424**	**2 750**	**4 068**	**6 818**

Approche individuelle

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle se répartit de la manière suivante entre les différents niveaux de risque :

		31 déc. 2018				31 déc. 2017			
En millions d'euros		**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total**	**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total**
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 694	422	222	10 339	7 821	455	272	8 548
	Pertes de valeur attendues	(107)	(71)	(145)	(323)	(103)	(76)	(173)	(352)
TOTAL		**9 587**	**352**	**77**	**10 016**	**7 718**	**379**	**99**	**8 196**
Actifs de contrats	Brut	2 730	261	61	3 052	2 047	507	203	2 757
	Pertes de valeur attendues	(6)	-	(1)	(7)	(5)	-	(1)	(7)
TOTAL		**2 725**	**261**	**59**	**3 045**	**2 042**	**507**	**202**	**2 750**

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche individuelle se répartit par type de contreparties de la manière suivante :

		31 déc. 2018			31 déc. 2017		
En millions d'euros		Investment Grade [1]	Autres	Total	Investment Grade [1]	Autres	Total
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	9 161	1 178	10 339	7 258	1 290	8 548
	Pertes de valeur attendues	(205)	(118)	(323)	(164)	(189)	(352)
TOTAL		**8 956**	**1 060**	**10 016**	**7 094**	**1 101**	**8 196**
Actifs de contrats	Brut	2 358	694	3 052	1 780	977	2 757
	Pertes de valeur attendues	(4)	(3)	(7)	(6)	(1)	(7)
TOTAL		**2 354**	**691**	**3 045**	**1 774**	**976**	**2 750**

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

Approche collective

L'encours des «Créances commerciales et autres débiteurs» et «Actifs de contrat» suivis selon une approche collective dont l'échéance est échue est analysé ci-après :

En millions d'euros		0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2018
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	730	146	368	1 243
	Pertes de valeur attendues	(18)	(19)	(243)	(281)
TOTAL		**711**	**126**	**125**	**962**
Actifs de contrats	Brut	34	3	4	42
	Pertes de valeur attendues	-	-	-	-
TOTAL		**34**	**3**	**4**	**42**

En millions d'euros		0 à 6 mois	6 à 12 mois	au-delà	Total Actifs échus au 31 déc. 2017
Créances commerciales et autres débiteurs	Brut	730	135	517	1 381
	Pertes de valeur attendues	(19)	(26)	(230)	(274)
TOTAL		**711**	**109**	**287**	**1 107**
Actifs de contrats	Brut	75	-	-	75
	Pertes de valeur attendues	-	-	-	-
TOTAL		**75**	**-**	**-**	**75**

18.2.1.2 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. 2018		31 déc. 2017	
En millions d'euros	**Investment Grade (3)**	**Total**	**Investment Grade (3)**	**Total**
Exposition brute (1)	9 325	12 027	7 309	8 764
Exposition nette (2)	2 701	3 683	2 913	3 705
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	73,4%	-	78,6%	-

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).
(2) 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.
(3) 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.

18.2.2 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.

18.2.2.1 Prêts et créances au coût amorti

Les tableaux ci-dessous relatifs à l'exposition au risque de crédit des «Prêts et créances au coût amorti» présentent :

- une ventilation de l'encours par niveau de risque (niveaux 1, 2 et 3) ;
- par type de contreparties (*investment grade* vs. autres).

Le total des encours exposés au risque de crédit présenté dans les tableaux ci-dessous ne comprend pas les impacts liés à la TVA ou à tout autre élément non sujet au risque de crédit qui s'élèvent à 809 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 533 millions au 31 décembre 2017).

L'encours des «Prêts et créances au coût amorti» se répartit de la manière suivante entre les différents niveaux de risque :

	31 déc. 2018				31 déc. 2017			
En millions d'euros	**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total**	**Niveau 1 : faible risque de crédit**	**Niveau 2 : risque de crédit significativement accru**	**Niveau 3 : actifs dépréciés**	**Total**
Brut	3 402	466	233	4 100	2 799	517	245	3 561
Pertes de valeur attendues	(91)	-	(227)	(319)	(36)	-	(232)	(269)
TOTAL	**3 311**	**466**	**5**	**3 781**	**2 763**	**517**	**13**	**3 293**

L'encours des «Prêts et créances au coût amorti» suivis selon une approche individuelle se répartit par type de contreparties de la manière suivante :

	31 déc. 2018			31 déc. 2017		
En millions d'euros	**Investment Grade (1)**	**Autres**	**Total**	**Investment Grade (1)**	**Autres**	**Total**
Brut	2 003	2 098	4 100	2 079	1 482	3 561
Pertes de valeur attendues	(86)	(233)	(319)	(21)	(247)	(269)
TOTAL	**1 917**	**1 865**	**3 781**	**2 058**	**1 235**	**3 293**

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

18.2.2.2 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.

Au 31 décembre 2018, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 634 millions d'euros.

	31 déc. 2018				31 déc. 2017			
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	9 634	85,0%	6,0%	8,0%	10 009	84,0%	9,0%	7,0%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.
(2) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des participations ne donnant pas le contrôle ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

Par ailleurs, au 31 décembre 2018, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 29% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

18.3 Risque de liquidité

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

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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

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

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2018, 78% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme (*Negociable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2018, les ressources bancaires représentent 17% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 22 645 millions d'euros de dettes obligataires, soit 74% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représentent 9% de la dette brute et s'élèvent à 2 894 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie s'élève à 9 935 millions d'euros au 31 décembre 2018 dont 70% placés dans la zone euro.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 13 297 millions d'euros au 31 décembre 2018, dont 13 232 millions d'euros de lignes disponibles. 95% des lignes de crédit disponibles sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.

Au 31 décembre 2018, 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.

18.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2018, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

En millions d'euros	**Total**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**Au-delà de 5 ans**
Emprunts obligataires	22 645	1 202	2 496	1 778	2 613	2 675	11 882
Emprunts bancaires	4 620	349	952	411	401	345	2 163
Titres négociables à court terme	2 894	2 894	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	66	33	17	2	2	2	11
Emprunts sur location-financement	380	118	92	82	10	9	70
Autres emprunts	125	51	20	19	4	5	26
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	464	464	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**31 195**	**5 111**	**3 577**	**2 291**	**3 030**	**3 035**	**14 152**
Actifs liés au financement	(53)	(1)	(5)	(2)	-	-	(46)
Instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie	(1 230)	(1 230)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 706)	(8 706)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**21 206**	**(4 825)**	**3 572**	**2 290**	**3 029**	**3 034**	**14 106**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	**Total**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**Au-delà de 5 ans**
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**32 427**	**7 714**	**1 408**	**3 380**	**2 239**	**3 070**	**14 617**
Actifs liés au financement, instruments liquides de dette destinés au placement de la trésorerie et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 128)	(10 069)	-	(3)	(2)	-	(54)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**22 300**	**(2 355)**	**1 408**	**3 377**	**2 237**	**3 070**	**14 563**

Au 31 décembre 2018, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 335	894	825	734	619	534	5 730

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 500	930	808	741	651	531	5 839

Au 31 décembre 2018, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(138)	(16)	37	93	59	(29)	(282)

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(105)	(156)	(106)	(62)	(55)	(12)	286

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

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

AU 31 DÉCEMBRE 2018

En millions d'euros	Total	2019	2020	2021	2022	2023	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 232	760	1 263	429	5 514	5 012	255

Parmi ces programmes disponibles, 2 894 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2018, aucune contrepartie ne représentait plus de 5% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 389	704	540	1 421	5 018	5 515	191

18.3.2 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.

AU 31 DÉCEMBRE 2018

En millions d'euros	**Total**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**Au-delà de 5 ans**
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	*(2 114)*	*(811)*	*(780)*	*(342)*	*(108)*	*(37)*	*(36)*
afférents aux activités de trading	*(10 579)*	*(10 579)*	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	*2 080*	*672*	*937*	*306*	*126*	*32*	*6*
afférents aux activités de trading	*9 952*	*9 952*	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(661)**	**(766)**	**157**	**(36)**	**18**	**(5)**	**(30)**

AU 31 DÉCEMBRE 2017

En millions d'euros	**Total**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**Au-delà de 5 ans**
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	*(2 179)*	*(713)*	*(858)*	*(374)*	*(172)*	*(49)*	*(12)*
afférents aux activités de trading	*(7 801)*	*(7 801)*	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	*2 018*	*463*	*794*	*433*	*220*	*56*	*52*
afférents aux activités de trading	*6 770*	*6 770*	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(1 192)**	**(1 281)**	**(64)**	**59**	**48**	**7**	**40**

18.3.3 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 GEM, Amérique latine et Amérique du Nord (exprimés en TWh).

En TWh	**Total au 31 déc. 2018**	**2019**	**2020-2023**	**Au-delà de 5 ans**	**Total au 31 déc. 2017**
Achats fermes	(3 070)	(500)	(994)	(1 576)	(5 680)
Ventes fermes	1 329	337	503	489	2 046

NOTE 19 Éléments sur les capitaux propres

19.1 Informations sur le capital social et 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 2016	**2 435 285 011**	**(37 522 838)**	**2 397 762 173**	**2 435**	**32 506**	**(761)**
Achat/vente d'actions propres	-	(9 335 181)	(9 335 181)	-	-	(122)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**2 435 285 011**	**(46 858 019)**	**2 388 426 992**	**2 435**	**32 506**	**(883)**
Offre Link 2018	6 036 166	26 655 602	32 691 768	6	60	459
Annulation actions propres	(6 036 166)	6 036 166	-	(6)	-	81
Rachat actions propres à l'État français	-	(11 111 111)	(11 111 111)	-	-	(152)
Attribution actions gratuites	-	1 386 192	1 386 192	-	-	35
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**2 435 285 011**	**(23 891 170)**	**2 411 393 841**	**2 435**	**32 565**	**(460)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2018 résulte :

- du plan mondial d'actionnariat salarié dénommé «Link 2018». Au total, 30,9 millions d'actions ont été souscrites, et 1,8 million d'actions ont été attribuées gratuitement au titre de l'abondement, soit un total de 32,7 millions d'actions. Le 2 août 2018, l'opération s'est traduite, d'une part, par une cession de 26,7 millions d'actions aux salariés, dont 22,2 millions provenant d'actions rachetés à l'État en septembre 2017 pour 153 millions d'euros et en juillet 2018 pour 152 millions d'euros, d'autre part, par une augmentation de capital d'un montant de 66 millions d'euros. Ce dernier montant se répartit en une augmentation de 6 millions d'euros de capital et 60 millions d'euros de prime d'émission ;
- d'une réduction de capital de 81 millions d'euros soit une réduction de 6 millions d'euros du capital et 75 millions d'euros imputés sur les réserves ;
- et des livraisons d'actions propres à hauteur de 1,4 million d'actions dans le cadre des plans d'attributions gratuites d'actions.

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2017 résulte d'acquisitions nettes d'actions propres à hauteur de 9 millions d'actions, principalement suite aux titres rachetés à l'État français dans le cadre de son programme de cessions d'actions (soit 0,46% du capital d'ENGIE). Ces actions ont été affectées aux opérations d'épargne salariale prévues par le Groupe.

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

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions en vigueur a pris fin.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 24 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

19.1.2 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 18 mai 2018. 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 2018, le Groupe détient 23,9 millions d'actions propres intégralement affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros.

19.2 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 36 547 millions d'euros au 31 décembre 2018, dont 32 565 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

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

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

Les pertes et gains actuariels cumulés part du Groupe représentent -3 275 millions d'euros au 31 décembre 2018 (-3 095 millions d'euros au 31 décembre 2017) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 790 millions d'euros au 31 décembre 2018 (744 millions d'euros au 31 décembre 2017).

19.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a réalisé, le 16 janvier 2018, une émission de titres super-subordonnés verts à durée indéterminée d'un montant de 1 milliard d'euros portant un coupon de 1,375% avec une option annuelle de remboursement à partir d'avril 2023.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 - *Instruments financiers – Présentation*, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 989 millions d'euros.

Le 6 juin 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 600 millions d'euros (soit un montant total de 621 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 584 millions d'euros. ENGIE SA a procédé au remboursement le 10 juillet 2018.

Le 5 décembre 2018, ENGIE a notifié l'exercice de l'option annuelle de remboursement de la tranche de 300 millions de livres sterling (soit un montant total de 352 millions d'euros y compris coupon couru), précédemment comptabilisée en capitaux propres pour un montant net de 340 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, l'encours des titres super-subordonnés s'élève à 3,750 million d'euros.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 145 millions d'euros payés en 2018, sont comptabilisés en déduction des capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe ; l'économie d'impôt afférente est comptabilisée dans le compte de résultat.

19.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la Société ENGIE SA s'élève à 33 320 millions d'euros au 31 décembre 2018 (contre 33 969 millions d'euros au 31 décembre 2017) après déduction de l'acompte sur dividende payé le 12 octobre 2018 pour un montant total de 892 millions d'euros, dont 32 565 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

19.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2017 et 2018.

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	**Dividende net par action** *(en euros)*
Au titre de l'exercice 2017		
Acompte (payé le 13 octobre 2017)	836	0,35
Solde du dividende au titre de 2017 (payé le 24 mai 2018)	836	0,35
Solde du dividende majoré au titre de 2017 (payé le 24 mai 2018)	11	0,07
Au titre de l'exercice 2018		
Acompte (payé le 12 octobre 2018)	892	0,37

L'Assemblée Générale du 18 mai 2018 a décidé la distribution d'un dividende de 0,70 euro par action au titre de l'exercice 2017. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,07 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2017, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital.

Un acompte de 0,35 euro par action ayant été payé en numéraire le 13 octobre 2017 pour un montant de 836 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 24 mai 2018, pour un montant de 836 millions d'euros, le solde du dividende de 0,35 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,42 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 26 juillet 2018 a décidé la mise en paiement le 12 octobre 2018 d'un acompte sur dividende de 0,37 euro par action pour un montant total de 892 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2018

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 de verser un dividende unitaire de 1,12 euro par action soit un montant total de 2 701 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2018. Ce dividende unitaire proposé comporte un dividende ordinaire de 0,75 euro par action et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue sous la forme nominative depuis deux ans minimum au 31 décembre 2018 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2018. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2018, cette majoration est évaluée à 24 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale qui se tiendra le 17 mai 2019, le dividende, net de l'acompte versé (892 millions d'euros), dont le coupon détaché le 21 mai 2019, sera payé le 23 mai 2019 à la suite de l'Assemblée Générale pour un montant estimé de 1 809 millions d'euros hors majoration. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2018, les états financiers à fin 2018 étant présentés avant affectation.

19.3 Total gains et pertes recyclables reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessous correspondent aux pertes et gains cumulés (part du Groupe) au 31 décembre 2018 et au 31 décembre 2017, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Instruments de dette	28	(1)
Couverture d'investissement net	(313)	(320)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(725)	(542)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(30)	(37)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	244	201
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(223)	(473)
Écarts de conversion	(1 130)	(1 063)
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(6)
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**(2 149)**	**(2 240)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

19.4 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 19.1.2 «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 20 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 reconstitution 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»).

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

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 et au démantèlement des sites de production nucléaires, de même que celles liées au démantèlement 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 20.2*) ;
- 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 20.2 et 20.3*) ;
- ainsi que 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.

En millions d'euros	31 déc. 2017 (1)	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2018	Non courant	Courant
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 142	294	(399)	(8)	-	113	(9)	238	6 371	6 264	107
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	5 914	102	(52)	-	-	207	-	-	6 170	6 114	57
Démantèlement des installations (2)	5 728	52	(73)	-	(58)	209	(4)	227	6 081	6 081	-
Reconstitution de sites	313	6	(14)	-	(81)	3	(6)	1	222	222	1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	703	97	(107)	(86)	12	2	(8)	17	629	16	613
Autres risques	2 915	331	(673)	(79)	(199)	20	1	23	2 340	497	1 842
TOTAL PROVISIONS	**21 715**	**882**	**(1 317)**	**(173)**	**(327)**	**554**	**(26)**	**505**	**21 813**	**19 194**	**2 620**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

(2) Dont 5 337 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 5 159 millions d'euros au 31 décembre 2017.

L'effet de 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 colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2018 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 reconstitution 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. 2018
Résultat des activités opérationnelles	555
Autres produits et charges financiers	(541)
Impôts	59
Résultat des activités abandonnées	(18)
TOTAL	**55**

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

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

Pour une description des principaux régimes de retraite et des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, se reporter à la Note 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

20.2 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 du combustible nucléaire usé et au démantèlement des centrales nucléaires.

20.2.1 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 des matières fissiles irradiées 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. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires (cf. Note 17.1.4 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées»).

Pour permettre à la CPN de remplir ses missions, conformément à la loi, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2016 par Synatom à la CPN qui a rendu son avis le 12 décembre 2016, sur base de l'avis préalablement émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies).

Dans le cas éventuel où des évolutions, constatées entre deux évaluations triennales, étaient susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la CPN pourrait décider de réviser son avis.

Les provisions relatives aux installations de production nucléaire sont établies en tenant compte 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.

Ces 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 n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés, à l'exception des éléments décrits en 20.2.2 ci-après.

L'évaluation des provisions intègre également des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié, étant précisé que des marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses redevances. Ainsi, le Groupe considère que les provisions telles qu'approuvées par la CPN 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.

Compte tenu des précisions apportées aux Notes 20.2.2 et 20.2.3 ci-après, les caractéristiques de base retenues pour l'évaluation des provisions (scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées - inventaires physiques et radiologiques - estimation du montant et échéancier des dépenses, de même que taux d'actualisation) correspondent à celles approuvées par la CPN en 2016.

En conséquence, l'évolution en 2018 des provisions dans les états financiers du Groupe est essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

20.2.2 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 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 irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux scénarii peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié :

- soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement ;
- soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement.

ENGIE considère dans son évaluation que le scénario «mixte» retenu par la CPN en 2016 continue de s'appliquer : une partie du combustible, soit environ le quart des quantités totales, y est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Par ailleurs, 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).

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés au scénario «mixte» : entreposage sur site, transport, retraitement, conditionnement, entreposage et évacuation géologique. Elles sont déterminées sur la base des 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 résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné sont transférés à l'ONDRAF ;
- les coûts des opérations d'évacuation en couche géologique profonde sont estimés par l'ONDRAF ;
- 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 taux d'actualisation retenu est de 3,5%. Il tient compte d'une inflation de 2,0% (taux réel de 1,5%). Il est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient, cependant, différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus et des estimations de coûts associés. Plus particulièrement :

- concernant le scénario de retraitement partiel, le cadre réglementaire belge actuel ne définit pas les modalités de gestion des déchets nucléaires ; suite à une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, le retraitement du combustible irradié a été suspendu. 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. Dans son avis de 2016, la CPN a recommandé que les actions nécessaires soient formellement initiées afin d'assurer la concrétisation du scénario de retraitement partiel.

  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 CPN ;

- le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision entre le dépôt géologique profond ou l'entreposage de longue durée des déchets de moyenne et haute activité. Conformément à la Directive européenne, le gouvernement a transmis à la Commission européenne en 2015 un projet de programme national pour la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs, qui a ensuite fait l'objet d'un arrêté ministériel en 2016, intégrant une hypothèse de dépôt en couche géologique profonde dans l'argile de Boom. Cette hypothèse a été retenue par la CPN en 2016 bien qu'il n'y ait pas, à ce jour, de site qualifié en Belgique pour l'enfouissement. La CPN a toutefois invité à aboutir à un scénario reprenant un concept d'installations de stockage pouvant être considéré par les autorités comme susceptible de faire l'objet d'une autorisation.

  Dans ce contexte, le Conseil d'Administration de l'ONDRAF a adopté en 2018 un nouveau scénario de référence pour le stockage géologique de ces déchets, basé sur une nouvelle architecture ainsi qu'une profondeur d'enfouissement potentiellement augmentée, sous condition qu'un site compatible puisse être identifié en Belgique. Sur ces bases, et conformément aux procédures prévues par l'Arrêté royal du 30 mars 1981 «déterminant les missions et fixant les modalités de fonctionnement de l'organisme public de gestion des déchets radioactifs et des matières fissiles», l'ONDRAF a déterminé les nouvelles redevances pour la gestion et l'entreposage des déchets de haute activité et/ou de longue durée de vie. Celles-ci ont été approuvées par le Conseil d'Administration de l'ONDRAF du 28 septembre 2018 et notifiées à la CPN ainsi qu'à Synatom, mais doivent encore être retranscrites dans des conventions à établir entre l'ONDRAF et les producteurs de déchets nucléaires, dont Electrabel et Synatom.

Le nouveau dispositif technique induit :

- d'une part, des coûts estimés à 8,0 milliards d'euros, exprimés aux conditions économiques de 2017, soit un doublement des coûts du stockage géologique de ces déchets par rapport aux hypothèses de coûts utilisées dans le cadre du dossier CPN de 2016. Ce montant s'entend après prise en compte d'optimisations techniques pour 2,7 milliards d'euros, exprimés aux conditions économiques de 2017, à confirmer par un groupe de travail dédié d'ici 2020,
- d'autre part, des reports significatifs dans l'échéancier d'engagement des différentes dépenses relatives au conditionnement et au stockage des déchets nucléaires. Ces reports peuvent aller jusqu'à 35 ans pour certaines catégories de dépenses, notamment pour les installations de conditionnement du combustible irradié et celles pour l'évacuation du combustible conditionné ; un tel décalage dans le temps, se traduisant par une diminution de la valeur actuelle nette des dépenses, a pour effet de réduire l'incidence de l'augmentation des coûts d'enfouissement sur l'évaluation des provisions nucléaires.

L'ONDRAF a invité la CPN à s'assurer que les provisions permettent de faire face aux dépenses liées à l'aval du cycle dans le cas où les optimisations soumises à expertise ne se concrétiseraient pas.

Compte tenu de l'évolution attendue des hypothèses de coût du stockage géologique des déchets, de volumes retraités, des coûts unitaires du retraitement et du calendrier des opérations, le Groupe estime, sur la base des informations disponibles à ce jour, que l'incidence du nouveau scénario technique sur la provision pour aval du cycle ne devrait pas être de nature à modifier de façon significative le montant actualisé de ses engagements en la matière, tel qu'estimé aujourd'hui.

Le montant des provisions pour la gestion du combustible irradié au 31 décembre 2018 reste donc basé sur les scénarios industriels et l'évaluation des *cash flows* approuvés par la CPN en décembre 2016 dans le cadre de la dernière révision triennale.

La nouvelle évaluation, tenant compte des nouvelles redevances et du nouveau calendrier, sera intégrée dans la proposition de Synatom à la CPN, soumise au plus tard lors de la révision triennale des provisions qui interviendra en 2019.

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. Sur la base du nouveau scénario notifié par l'ONDRAF :

- une augmentation de 10% des redevances de l'ONDRAF 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 140 millions d'euros ;
- l'accélération de 5 ans du conditionnement et de l'évacuation en stockage géologique des déchets radioactifs de haute activité et/ou

de longue durée de vie par l'ONDRAF aurait un impact à la hausse de quelque 90 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 comparable ;

- 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 190 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.

20.2.3 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 reconstitution de site. La valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision pour démantèlement avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation des installations. Les ajustements de la provision consécutifs à une révision ultérieure (i) du montant estimé des engagements, (ii) de l'échéancier des dépenses du démantèlement ou (iii) du taux d'actualisation, sont symétriquement portés en déduction ou, sous certaines conditions, en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

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 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 ;
- 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 3,5% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- 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. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté ultérieurement en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Les hypothèses retenues ont un impact majeur sur les coûts associés à leur mise en place. 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 CPN.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

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.

Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement appliqués pour l'estimation des coûts et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement de l'ordre de 60 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Il convient de préciser que cette sensibilité résulte d'un calcul purement financier. Elle doit s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation.

20.3 Démantèlements des installations non nucléaires et reconstitution de sites

20.3.1 Démantèlements relatifs aux autres installations non nucléaires

À l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, les conduites de distribution, les sites de stockage et les terminaux méthaniers, doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz en 2260, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

20.3.2 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Suite à la décision du Groupe et de son partenaire Mitsui annoncée en novembre 2016 de fermer la centrale à charbon d'Hazelwood (1 600 MW – entité détenue à 72% et depuis septembre 2018 consolidée en tant qu'activité conjointe en lieu et place de l'intégration globale), la mine de charbon attenante est fermée depuis fin mars 2017.

Au 31 décembre 2018, la provision en part Groupe (72%) pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 310 millions d'euros.

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et comprennent une réhabilitation du site visant à garantir une stabilité du terrain et des parois sur le long terme, la démolition et le démantèlement de l'ensemble des installations industrielles du site, un suivi des incidences environnementales et des plans de remédiations associés ainsi qu'une surveillance du site réhabilité sur le long terme.

Plusieurs lois qui ont une incidence directe ou indirecte sur la réhabilitation de la mine et sur les agences qui administrent les lois, étaient ou sont actuellement en cours de réforme. Par conséquent les obligations réglementaires finales pourraient être modifiées pendant la durée de vie du projet et donc impacter les provisions.

Le taux moyen d'actualisation retenu pour déterminer le montant de la provision s'élève à 4,22%.

Le montant de la provision comptabilisée représente la meilleure estimation à date du Groupe concernant les coûts de démantèlement 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.

20.4 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

20.5 Autres risques

Ce poste comprend notamment les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de réservation de capacité de stockage et transport comptabilisés en 2017 (*cf. Note 10.5*).

NOTE 21 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.

21.1 Description des principaux régimes de retraite

21.1.1 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 Ggoupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

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 2018, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,2 milliards d'euros.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 20 ans.

21.1.2 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, ENGIE CC et partiellement ENGIE Energy Management.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1er juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1er mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 15% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2018. La duration moyenne de ces régimes est de 10 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 2018, le taux minimum garanti est de 1.75%.

La charge comptabilisée en 2018 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 31 millions d'euros en 2017.

21.1.3 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 2018 au titre de ces régimes multi-employeurs est stable par rapport à 2017 et s'élève à 70 millions.

21.1.4 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.

21.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

21.2.1 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.

21.2.1.1 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, ENGIE fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée d'ENGIE et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. ENGIE prend à sa charge (ou bénéficie de) la soulte imputable aux agents d'ENGIE résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 3,0 milliards d'euros au 31 décembre 2018. La duration de l'engagement est de 21 ans.

21.2.1.2 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.

21.2.1.3 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.

21.2.2 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.

21.2.3 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...).

21.3 Plans à prestations définies

21.3.1 Montants présentés dans l'état de la situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de la situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut) et la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement comptabilisés dans l'état de la situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(6 422)**	**69**	**130**
Différence de change	31	17	-
Transfert en «passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»	233	-	-
Variations de périmètre et autres	(86)	8	-
Pertes et gains actuariels	92	5	13
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(50)	3
Charge de l'exercice des activités non poursuivies	(28)	-	-
Plafonnement d'actifs	2	-	-
Cotisations/prestations payées	464	53	12
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(6 142)**	**101**	**159**
Différence de change	(22)	-	-
Variations de périmètre et autres	95	(26)	(12)
Pertes et gains actuariels	(237)	7	8
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(457)	(68)	3
Plafonnement d'actifs	392	93	11
Cotisations/prestations payées			
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(6 371)**	**108**	**168**

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 525 millions d'euros en 2018 (477 millions d'euros en 2017). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 21.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone euro représente 97% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2018 (contre 96% au 31 décembre 2017).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 472 millions d'euros au 31 décembre 2018, contre 3 327 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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 231 millions d'euros en 2018 et un gain actuariel de 99 millions d'euros en 2017.

21.3.2 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. 2018				31 déc. 2017			
En millions d'euros		Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total	Retraites [1]	Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]	Avantages à long terme [3]	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE									
Dette actuarielle début de période		**(7 653)**	**(3 739)**	**(539)**	**(11 931)**	**(7 945)**	**(3 731)**	**(556)**	**(12 232)**
Coût des services rendus de la période		(308)	(62)	(42)	(412)	(278)	(57)	(46)	(381)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(165)	(73)	(8)	(245)	(189)	(73)	(9)	(271)
Cotisations versées		(16)	-	-	(16)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime		(3)	(5)	10	2	(7)	-	-	(7)
Variations de périmètre		(37)	31	49	43	3	1	5	9
Réductions / cessations de régimes		1	-	-	1	6	-	-	6
Evénements exceptionnels		-	2	-	2	-	(2)	-	(2)
Pertes et gains actuariels financiers		(44)	(35)	(1)	(80)	23	(53)	23	(8)
Pertes et gains actuariels démographiques		101	1	1	103	(195)	1	(8)	(201)
Prestations payées		397	97	40	533	498	129	46	673
Transfert en «passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»		-	-	-	-	404	44	6	454
Autres (dont écarts de conversion)		16	(11)	(10)	(5)	39	1	-	40
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 712)**	**(3 794)**	**(499)**	**(12 006)**	**(7 653)**	**(3 739)**	**(539)**	**(11 931)**
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 904**	**-**	**-**	**5 904**	**5 919**	**1**	**-**	**5 920**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		128	-	-	128	144	-	-	144
Pertes et gains actuariels financiers		(253)	-	-	(253)	321	-	-	321
Cotisations perçues		309	15	-	324	298	21	-	318
Variations de périmètre		32	-	-	32	-	-	-	-
Cessations de régimes		-	-	-	-	(9)	(1)	-	(10)
Prestations payées		(341)	(15)	-	(357)	(441)	(21)	-	(462)
Transfert en «passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»		-	-	-	-	(222)	-	-	(222)
Autres (dont écarts de conversion)		(11)	-	-	(11)	(105)	-	-	(105)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 767**	**-**	**-**	**5 767**	**5 904**	**-**	**-**	**5 904**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(1 945)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 239)**	**(1 749)**	**(3 739)**	**(539)**	**(6 027)**
Plafonnement d'actifs		(25)	-	-	(25)	(14)	-	-	(14)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		**(1 970)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 263)**	**(1 763)**	**(3 739)**	**(539)**	**(6 041)**
TOTAL PASSIF		**(2 078)**	**(3 794)**	**(499)**	**(6 371)**	**(1 865)**	**(3 739)**	**(538)**	**(6 142)**
TOTAL ACTIF		**108**	**-**	**-**	**108**	**101**	**-**	**-**	**101**

(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.

21.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Juste valeur en début d'exercice	**159**	**130**
Produit d'intérêts des placements	*3*	*3*
Pertes et gains actuariels financiers	*8*	*13*
Rendement réel	11	16
Réductions/cessations de régime	(12)	-
Cotisations employeurs	18	16
Cotisations employés	0	0
Prestations payées	(7)	(3)
Autres	-	-
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	**168**	**159**

21.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2018 et 2017 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Coûts des services rendus de la période	412	360
Pertes et gains actuariels [1]	(1)	(14)
Modifications de régimes	(2)	6
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(1)	2
Événements exceptionnels	(2)	1
Total comptabilisé en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**407**	**355**
Charge d'intérêts nette	117	122
Total comptabilisé en résultat financier	**117**	**122**
TOTAL	**525**	**477**

(1) Sur avantages à long terme.

21.3.5 Politique et stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de 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	(5 648)	4 294	(23)	(1 377)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 375)	1 473	(2)	96
Plans non financés	(4 977)	-	-	(4 977)
AU 31 DÉCEMBRE 2018	**(12 000)**	**5 767**	**(25)**	**(6 258)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 876)	4 505	(9)	(1 380)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 286)	1 399	(5)	108
Plans non financés	(4 768)	-	-	(4 768)
AU 31 DÉCEMBRE 2017	**(11 930)**	**5 904**	**(14)**	**(6 041)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Actions	27	27
Obligations souveraines	25	24
Obligations privées	27	28
Actifs monétaires	4	3
Actifs immobiliers	2	2
Autres actifs	15	17
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2018.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à -5% en 2018.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2018 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ -5% 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	57	26	3	11	4	100
Obligations souveraines	77	2	21	-	-	100
Obligations privées	76	18	1	3	1	100
Actifs monétaires	67	-	4	-	29	100
Actifs immobiliers	90	-	7	-	3	100
Autres actifs	12	8	3	3	73	100

6

21.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

En millions d'euros		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Taux d'actualisation	Zone euro	2,0%	1,9%	2,1%	2,0%	1,6%	1,8%	1,9%	1,9%
	Zone UK	2,5%	2,6%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,3%	3,2%	-	-	-	-	-	-

21.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la duration de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 16%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus (moins) 100 points de base (à taux d'actualisation inchangé) entraînerait une hausse (baisse) de la dette actuarielle d'environ 13%.

21.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	**Augmentation de 100 points de base**	**Diminution de 100 points de base**
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	6	(5)

21.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2019 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2019, des cotisations de l'ordre de 265 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 126 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.

21.4 Plans à cotisations définies

En 2018, le Groupe a comptabilisé une charge de 133 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (142 millions d'euros en 2017). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 22 Contrats de location-financement

Principes comptables

Les contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé et comparaison de la valeur actualisée des paiements minimaux au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente *take-or-pay* qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixés. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Le Groupe est concerné par cette interprétation principalement au titre de :

- certains de ses contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie ;
- certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

22.1 Information sur les contrats de location-financement - ENGIE preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent des centrales électriques du secteur Amérique latine (essentiellement ENGIE Energía Perú - Pérou) et des centrales de cogénération de ENGIE Cofely.

Les paiements minimaux futurs (actualisés et non actualisés) à effectuer au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
En millions d'euros	**Valeur non actualisée**	**Valeur actualisée**	**Valeur non actualisée**	**Valeur actualisée**
Au cours de la 1re année	125	121	155	151
De la 2e à la 5e année comprise	209	193	334	306
Au-delà de la 5e année	69	61	27	20
TOTAL	**403**	**376**	**516**	**477**

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière *(cf. Note 17.2.3 «Dettes financières»)*, et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

En millions d'euros	**Total**	**1re année**	**De la 2e à la 5e année**	**Au-delà de la 5e année**
Dettes de location-financement	380	118	193	69
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	23	7	16	-
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	**403**	**125**	**209**	**69**

22.2 Information sur les contrats de location-financement - ENGIE bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. 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. 2018**	**31 déc. 2017**
Paiements minimaux non actualisés	919	1 013
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	27	27
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**946**	**1 041**
Produits financiers non acquis	**170**	**197**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**777**	**844**
Dont valeur actualisée des paiements minimaux	*758*	*828*
Dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*19*	*16*

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. 2018**	**31 déc. 2017**
Au cours de la 1re année	182	130
De la 2e à la 5e année comprise	420	456
Au-delà de la 5e année	317	427
TOTAL	**919**	**1 013**

NOTE 23 Contrats de location simple

Principes comptables

Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

23.1 Information sur les contrats de location simple - ENGIE preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2018 et 2017 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Loyers minimaux	(686)	(642)
Loyers conditionnels	(13)	(17)
Revenus de sous-location	-	(1)
Charges de sous-location	(29)	(35)
Autres charges locatives	(99)	(94)
TOTAL	**(828)**	**(789)**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les paiements minimaux futurs actualisés à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Au cours de la 1re année	353	459
De la 2e à la 5e année comprise	839	1 159
Au-delà de la 5e année	895	696
TOTAL	**2 087**	**2 314**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

23.2 Information sur les contrats de location simple - ENGIE bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent principalement des centrales électriques exploitées par le secteur Afrique/Asie.

Les revenus locatifs, comptabilisés en chiffre d'affaires, des exercices 2018 et 2017 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Loyers minimaux	126	271
Loyers conditionnels	-	6
TOTAL	**126**	**277**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les paiements minimaux futurs actualisés à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Au cours de la 1re année	31	286
De la 2e à la 5e année comprise	72	58
Au-delà de la 5e année	67	3
TOTAL	**170**	**347**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

NOTE 24 Paiements fondés sur des actions

Principes comptables

IFRS 2 prescrit de constater en charges de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance marché du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Offres réservées aux salariés [1]	24.2	31	1
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	46	36
Plans d'autres sociétés du Groupe		3	1
TOTAL		**80**	**38**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

En 2018, comme en 2017, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock-options.

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions est arrivé à échéance.

24.2 Link 2018

24.2.1 Description des formules proposées par ENGIE

En 2018, les salariés et les anciens salariés du Groupe éligibles ont pu participer à une offre réservée au sein de plans mondiaux d'actionnariat salarié dénommé «Link 2018». L'offre a été mise en œuvre principalement sous la forme d'une cession d'actions propres comprenant notamment 22,2 millions d'actions proposées par l'État suite aux placements privés effectués en 2017 (*cf. Note 19.1*). Le Groupe a proposé aux salariés d'acquérir ces actions au moyen des formules suivantes :

- Link Classique : formule avec décote et abondement permettant aux salariés d'acquérir des actions directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE ;
- Link Multiple : formule permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum ;
- Link+ : formule avec abondement permettant aux salariés d'acquérir, directement ou par l'intermédiaire d'un FCPE, un nombre d'actions à prix décoté par rapport au cours de bourse et de bénéficier d'un effet de levier pour compléter leur apport personnel. Par le biais d'un contrat d'échange avec la banque structurant la formule, les salariés bénéficient d'une garantie sur leur apport personnel et d'une garantie de rendement minimum. Les salariés bénéficient d'une décote et d'un effet de levier supplémentaire par rapport au Link Multiple. Cette formule est assortie d'une période d'incessibilité de 10 ans ;
- *Share Appreciation Rights* (SAR) : programme à effet de levier permettant par l'acquisition d'un titre de bénéficier d'un multiplicateur de performance sur ce titre qui sera versé au salarié en trésorerie, à l'expiration d'une période de 5 ans après sa mise en place. La dette qui en résulte à l'égard des salariés est couverte par des *warrants*.

Par ailleurs, les plans Link Classique et Link + étaient assortis d'un abondement aux conditions suivantes :

- pour les salariés français, des actions ENGIE ont été offertes gratuitement en fonction de l'apport personnel :
  - Link Classique : pour 150 euros d'apport personnel, l'abondement était de 200%, puis à 100% pour 150 euros supplémentaires, soit un maximum de 450 euros,
  - Link+ : pour un apport personnel de 100 euros, l'abondement était de 300% ;
- pour tous les salariés des autres pays, des actions ENGIE ont été offertes via un plan d'attribution d'actions gratuites, assorti d'une condition de présence du salarié et en fonction de l'apport personnel dans le plan :
  - pour 150 euros d'apport personnel, l'abondement était de 2 actions par actions acquises,
  - au-delà de 150 euros et jusqu'à 300 euros, l'abondement était de 1 action par actions acquises.

Les actions seront attribuées gratuitement aux salariés le 2 août 2023 sous réserve de leur présence.

24.2.2 Impacts comptables

Le prix de souscription du plan 2018 est défini par la moyenne des cours de clôture de l'action ENGIE sur l'Eurolist de NYSE Euronext Paris durant les 20 jours de bourse du 24 mai au 20 juin 2018 inclus. Le prix de référence, fixé à 13,65 euros, est diminué de 20% pour les formules Classique et Multiple soit 10,92 euros et de 30% pour la formule Link+, soit 9,56 euros.

La charge comptable des plans Link Classique, Multiple et Link+ correspond à la différence entre la juste valeur de l'action souscrite et le prix de souscription. La juste valeur tient compte de la condition d'incessibilité des titres, soit 5 ans et 10 ans, prévue par la législation française, ainsi que pour le plan d'épargne à effet de levier, du gain d'opportunité implicitement supporté par ENGIE en permettant aux salariés de bénéficier de conditions de tarification plus favorables que celles qu'ils pourraient obtenir en tant que particuliers.

Les hypothèses retenues sont les suivantes :

	5 ans	10 ans
Taux d'intérêt sans risque	0,26%	0,88%
Spread du réseau bancaire *retail*	3,64%	3,60%
Taux de refinancement pour un salarié	3,90%	4,48%
Coût du prêt de titres	1,00%	1,50%
Cours à la date d'attribution	13,65	13,65
Spread de volatilité	1,90%	7,50%

Les impacts comptables sont les suivants :

	Link Classique	Link Multiple	Link +	Abondement Link + France	Abondement Link Classique France	Total
Montant souscrit *(millions d'euros)*	24	187	111	-	-	321
Nombre d'actions souscrites *(millions d'actions)*	2,2	17,1	11,6	0,9	0,9	32,7
Décote *(€/action)*	2,7	2,7	4,1	13,7	13,7	-
Coût d'incessibilité pour le salarié *(€/action)*	(3,3)	(3,3)	(7,6)	(7,6)	(3,3)	-
Mesure du gain d'opportunité *(€/action)*	-	0,3	1,0	-	-	-
COÛT POUR LE GROUPE ***(millions d'euros)***	**-**	**4**	**12**	**6**	**9**	**31**

Le montant total de souscription à l'offre Link 2018 s'élève à un montant total de 321 millions d'euros comprenant :

- une cession d'actions propres aux salariés d'un montant de 255 millions d'euros ;
- une augmentation de capital et des primes d'émission d'un montant hors frais d'émission de 66 millions d'euros dont respectivement 4 millions d'euros et 62 millions d'euros sur les compartiments Link Classique et Link Multiple.

Il en résulte une charge totale de 31 millions d'euros sur l'exercice 2018 au titre des 30,9 millions d'actions souscrites et des 1,8 millions d'actions offertes en abondement.

L'impact comptable des SAR, s'agissant d'instruments réglés en trésorerie, consiste à enregistrer sur la durée d'acquisition des droits une dette envers le salarié par contrepartie résultat. Au 31 décembre 2018, la juste valeur de la dette relative aux attributions de 2014 et 2018 s'élève à 0,8 million d'euros.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2018

Plan d'actions de performance ENGIE du 11 décembre 2018

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2018 a approuvé l'attribution de 5 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants du Groupe. Ce plan se décompose en trois tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2022, 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 2022, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2023, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de dix sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2018 et janvier 2022 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2020 et 2021.

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).

Plan d'actions gratuites du 2 août 2018

Dans le cadre de l'offre réservée aux salariés Link 2018, une attribution d'actions gratuites a été réalisée au bénéfice des souscripteurs à la formule classique proposée à l'international (hors France), à raison de 2 actions gratuites par actions acquises pour 150 euros d'apport puis de 1 action gratuite par actions acquises au-delà de 150 euros et jusqu'à 300 euros d'apport personnel soit un total de 301 816 actions gratuites attribuées. L'attribution est soumise à une condition de présence dans le groupe ENGIE le 2 août 2023.

24.3.2 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 2018.

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
2 août 2018	2 août 2023	2 août 2023	14,0	0,75	NA	NA	non	10,28
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 2 août 2018								**10,28**
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2023	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	8,95
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2022	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	9,32
11 décembre 2018	14 mars 2022	14 mars 2022	12,3	0,75	4,4%	0,40	non	10,00
11 décembre 2018	14 mars 2023	14 mars 2023	12,3	0,75	4,4%	0,32	oui	8,62
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2018								**8,90**

24.3.3 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.

24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2018 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

	Charge de la période (En millions d'euros)	
	31 déc. 2018	**31 déc. 2017**
Plans d'actions gratuites	-	-
Plans d'actions de performance	46	36
Dont charge de la période	*46*	*37*
Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance	-	*(1)*
TOTAL	**46**	**36**

NOTE 25 Transactions avec des parties liées

L'objet de la présente 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 26 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 4 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

25.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

25.1.1 Relations avec l'État français

Le 30 juillet 2018, l'État a cédé 0,46% de son capital à ENGIE (11,1 millions d'actions, pour 151,7 millions d'euros). Le capital détenu par l'État est ainsi passé de 24,10% à 23,64%, lui conférant désormais 4 représentants au Conseil d'Administration (contre 5 auparavant), sur un total de 19 administrateurs.

Depuis août 2018, l'État détient 34,51% des droits de vote théoriques (ou 34,79% des droits de vote exerçables) contre 34,87% à fin juillet 2018, et 28,07% à fin décembre 2017.

L'État dispose 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.

Le 6 novembre 2015, l'État et ENGIE ont renouvelé le Contrat de service public qui précise leur mise en œuvre, confortant ainsi les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, le Groupe réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France, les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français ainsi que les revenus relatifs aux capacités de stockage sont régulés.

25.1.2 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.

25.2 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 21 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 26 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 11 membres au 31 décembre 2018 (12 membres au 31 décembre 2017).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Avantages à court terme	21	17
Avantages postérieurs à l'emploi	6	8
Paiements fondés sur des actions	5	6
Indemnités de fin de contrat	0	-
TOTAL	**32**	**31**

Le montant des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 29 millions d'euros au 31 décembre 2018, étant précisé qu'il s'agit d'un montant estimé car ces engagements sont par principe non individualisés. Le Groupe a une politique de financement des engagements de retraite via des actifs de couverture sans que ceux-ci soient spécifiquement dédiés aux engagements de retraite d'une population dédiée.

NOTE 27 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 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.

27.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2018	Variation du BFR au 31 déc. 2017 (1)
Stocks	(268)	(487)
Créances commerciales et autres débiteurs	(2 311)	732
Fournisseurs et autres créanciers	2 177	7
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	237	102
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	197	993
Autres	117	267
TOTAL	**149**	**1 613**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15, et du classement en «Activités non poursuivies» des activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) cédées en juillet 2018 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

27.2 Stocks

Principes comptables

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des

stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (*cf. Note 16*).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La Directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette Directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017 (1)
Stocks de gaz naturel, nets	1 274	1 423
Stocks d'uranium	595	575
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	654	650
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 635	1 513
TOTAL	**4 158**	**4 161**

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

27.3 Autres actifs et autres passifs

	31 déc. 2018				31 déc. 2017 (1)			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Autres actifs et passifs	474	9 337	(960)	(12 529)	566	8 508	(1 007)	(11 531)
Créances/dettes fiscales	-	*6 999*	-	*(7 449)*	-	*6 529*	-	*(6 685)*
Créances/dettes sociales	*275*	*72*	*(5)*	*(2 461)*	*259*	*27*	*(3)*	*(2 376)*
Dividendes à payer/à recevoir	-	*12*	-	*(170)*	-	*6*	-	*(119)*
Autres	*198*	*2 255*	*(954)*	*(2 449)*	*306*	*1 946*	*(1 004)*	*(2 351)*

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2017 ont été retraitées du fait de l'entrée en application des normes IFRS 9 et IFRS 15 (cf. Note 2 «Retraitement de l'information comparative»).

Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 74 millions d'euros au 31 décembre 2018 vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires (75 millions d'euros au 31 décembre 2017).

NOTE 28 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).

Le montant des provisions pour litiges au 31 décembre 2018 s'élève à 629 millions d'euros contre 703 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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.

28.1 Amérique latine

28.1.1 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.

28.1.2 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.

28.2 Benelux

28.2.1 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 (qui, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union européenne pour questions préjudicielles), 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. Les autres recours sont toujours pendants.

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.

28.2.2 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. Toutefois, ENGIE Energie Nederland Holding BV estime que les arguments du Tribunal sont contradictoires et contestables tant sur le terrain du droit néerlandais que du droit européen, et, partant a interjeté appel.

28.2.3 Réclamation fiscale au Pays-Bas en matière d'amortissements desc entrales électriques

L'Administration fiscale néerlandaise envisage de rejeter 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 milliards d'euros. ENGIE conteste la position de l'Administration fiscale dans ses deux composantes et a introduit un recours administratif en novembre 2018.

28.3 France

28.3.1 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 1 999 à 2003). Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE s'est acquitté de cette somme et a introduit une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Montreuil en juillet 2017.

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 1999-2000/2 001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002-2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et 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.

28.4 Europe (hors France et Benelux)

28.4.1 Espagne - Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; le délai de clôture de l'instruction est fixé au 30 mars 2022.

28.4.2 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 2019.

28.4.3 Italie - litige fiscal accises gaz et TVA ENGIE ITALIA (ex-GDF SUEZ Energie)

En 2017, l'Administration fiscale italienne a contesté l'exonération d'accises au titre de livraisons de gaz réalisées par ENGIE Italia auprès de clients industriels italiens au motif qu'elle ne disposait pas d'attestation de ces clients. Elle envisage de la redresser pour une somme totale de 126 millions d'euros (accises, TVA, pénalité et intérêts). ENGIE Italia conteste la légalité de cette formalité tant sur le terrain du droit italien que du droit européen et considère que la sanction est en tout 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.

28.5 Infrastructures Europe

28.5.1 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel [1]. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération le 18 janvier 2018 pour fixer le niveau de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1er janvier 2018. Cette rémunération est donc prise en compte dans les coûts couverts par le tarif d'acheminement et donc in fine supportés par les utilisateurs. Le 18 juin 2018, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CORDIS) de la CRE chargé par la Cour d'appel d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie (pour le passé-depuis 2005 et pour le futur) et à ENI (pour le passé-depuis le 2 juin 2016 et pour le futur) un nouvel avenant prévoyant une rémunération de 91 €/an pour les clients T3, T4 et TP et 8,10 €/an pour les clients T1 et T2. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision du 18 juin 2018 a été formé tant par GRDF [2] que par Direct Energie et ENI. La CRE a été appelée a déposes observations d'ici décembre 2018. Une décision pourrait être rendue courant 2e trimestre 2019 [3].

(1) En mars 2018, la Cour de cassation a renvoyé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) la question de savoir si le droit de l'Union européenne imposait que le CORDIS puisse prendre des décisions à caractère rétroactif. Une décision de la Cour de cassation pourrait intervenir courant 2019 après le retour de la CJUE attendu au plus tôt en juillet 2019.

(2) GDF conteste la rémunération pour le passé, notamment en soutenant que les sommes correspondantes ont déjà été répercutées par le fournisseur sur les clients finaux.

(3) L'audience aura lieu le 13 juin 2019.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. ENGIE a également déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour obtenir son annulation uniquement pour la période antérieure au 1er janvier 2018.

28.6 Autres

28.6.1 Luxembourg - Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Le 20 juin 2018, la Commission européenne a adopté une décision finale négative considérant qu'il existe une aide d'État du Luxembourg au profit d'ENGIE. Le 4 septembre 2018, ENGIE a demandé l'annulation de la décision devant les juridictions européennes contestant l'existence d'un avantage sélectif. Cette procédure n'étant pas suspensive, ENGIE a mis une somme de 123 millions d'euros sous séquestre le 22 octobre 2018 au titre de l'une des deux transactions visées, l'autre n'ayant fait l'objet d'aucune matérialisation de l'aide. A 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.

28.6.2 Royaume-Uni - Procédure d'aide d'État à Gibraltar

La Commission européenne a publié, le 7 octobre 2016, une décision d'ouverture de procédure d'aide d'État contre le Royaume-Uni relative au régime fiscal de Gibraltar. La décision vise le régime et la pratique des rescrits de Gibraltar et mentionne 165 rescrits dont l'obtention pourrait constituer une aide d'État. Un des rescrits a été obtenu par une filiale d'International Power Ltd en 2011 dans le cadre du démantèlement d'une structure localisée à Gibraltar. ENGIE a contesté cette décision le 25 novembre 2016, dans l'attente de la décision finale de la Commission.

28.6.3 Brésil - Contestation d'un avis de rectification sur taxes PIS et Cofins

Le 14 décembre 2018, l'Administration fiscale brésilienne a adressé à ENGIE Brasil Energia des avis de rectification au titre des exercices 2014, 2015 et 2016 estimant que la Société était redevable des taxes PIS et COFINS (taxes fédérales sur la valeur ajoutée) sur les remboursements de certains combustibles utilisés dans la production d'énergie par les centrales thermoélectriques. Le montant des redressements s'élève à un total de 480 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 rectifications et a introduit une réclamation fiscale en janvier 2019.

NOTE 29 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes au 31 décembre 2018.

NOTE 30 Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux

En application de l'article 222-8 du règlement de l'Autorité de marché financier, le tableau suivant présente les informations sur les honoraires versés par ENGIE SA, ses filiales intégrées globalement et ses activités conjointes à chacun des contrôleurs légaux chargés de contrôler les comptes annuels et consolidés du groupe ENGIE.

L'Assemblée Générale d'ENGIE SA du 28 avril 2014 a décidé de renouveler le mandat de Commissaires aux comptes des cabinets Deloitte et EY pour une période de six années couvrant les exercices 2014 à 2019.

	Deloitte			EY			
En millions d'euros	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	Total
Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité	**5,2**	**7,9**	**13,0**	**6,4**	**4,7**	**11,1**	**24,1**
• ENGIE SA	2,3		2,3	3,2	-	3,2	5,5
• Entités contrôlées	2,9	7,9	10,8	3,2	4,7	7,9	18,7
Services autres que la certification des comptes	**0,9**	**1,9**	**2,8**	**0,8**	**1,7**	**2,5**	**5,3**
• ENGIE SA	0,6	-	0,6	0,6	-	0,6	1,2
Dont services requis par des textes légaux et réglementaires	*0,4*	-	*0,4*	*0,3*	-	*0,3*	*0,7*
Dont autres missions d'audit	*0,2*	-	*0,2*	*0,3*	-	*0,3*	*0,5*
Dont missions de revue de contrôle interne	-	-	-	-	-	-	-
Dont services de due diligence	-	-	-	-	-	-	-
Dont missions fiscales	-	-	-	-	-	-	-
• Entités contrôlées	0,3	1,9	2,3	0,2	1,6	1,9	4,2
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	*0,2*	*0,3*	*0,5*	*0,1*	*0,4*	*0,5*	*1,0*
Dont missions de revue de contrôle interne	*0,1*	*0,2*	*0,3*	-	*0,1*	*0,1*	*0,4*
Dont services de due diligence	-	*0,7*	*0,7*	-	*0,1*	*0,1*	*0,8*
Dont missions fiscales	-	*0,4*	*0,4*	-	*0,8*	*0,8*	*1,2*
TOTAL	**6,0**	**9,8**	**15,9**	**7,3**	**6,4**	**13,6**	**29,5**

NOTE 31 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs Benelux, GEM 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 de : ENGIE Energie Nederland NV, ENGIE Energie Nederland Holding BV, ENGIE Nederland Retail BV, ENGIE United Consumers Energie BV, Epon Eemscentrale III BV, Epon Eemscentrale IV BV, Epon Eemscentrale V BV, Epon Eemscentrale VI BV, Epon Eemscentrale VII BV, Epon Eemscentrale VIII BV, Epon International BV, Epon Power Engineering BV, ENGIE Portfolio Management BV, IPM Energy Services BV, Electrabel Invest Luxembourg, ENGIE Corp Luxembourg SARL, ENGIE Treasury Management SARL et ENGIE Invest International SA.

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés

Exercice clos le 31 décembre 2018

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 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes consolidés sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine, à la fin de l'exercice, de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au Comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des Commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes consolidés » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2018 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n°537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de Commissaire aux comptes.

Observation

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur les notes 1 et 2 de l'annexe aux comptes consolidés qui exposent les changements de méthodes comptables et les impacts relatifs à la première application des normes IFRS 9 « Instruments financiers » et IFRS 15 « Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients » à compter du 1er janvier 2018.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L.823-9 et R.823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes consolidés de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes consolidés pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes consolidés pris isolément.

Evaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations incorporelles et corporelles

[notes 14, 15 et 16]

Point clé de l'auditNotre réponse

Au 31 décembre 2018, la valeur nette de l'actif immobilisé de votre groupe relatif aux *goodwills*, immobilisations incorporelles et corporelles s'élève à 73,4 milliards d'euros (après comptabilisation de pertes de 1,8 milliard d'euros), soit 47,8% du total bilan. Cet actif immobilisé est notamment composé :

- de *goodwills* pour 17,8 milliards d'euros, principalement alloués aux Unités Génératrices de Trésorerie (« UGT ») Benelux (4,3 Md€), GRDF (4 Md€), France Renouvelables (1,1 Md€), Royaume-Uni (1,0 Md€) France BtoC (1 Md€), et Generation Europe (0,6 Md€) ;
- d'immobilisations incorporelles pour 6,7 milliards d'euros ;
- d'immobilisations corporelles pour 48,9 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 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et par le Conseil d'Administration ; et
- au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie établie à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de projections de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2022-2040 approuvé par le Comité Exécutif et appliqué à chacun des actifs sur les durées respectives d'exploitation envisagées.

Ces valeurs recouvrables reposent sur des hypothèses clés relatives aux perspectives de marché et à l'évolution éventuelle du cadre régulatoire dont toute modification pourrait avoir une incidence significative sur le montant des pertes de valeur à comptabiliser. En ce qui concerne les principales UGT *goodwills*, les évaluations reposent en particulier sur les hypothèses suivantes :

- s'agissant de l'UGT Benelux, les performances opérationnelles, l'évolution à long terme de la demande d'électricité et de gaz, de prix du CO2, de prix de l'électricité et des combustibles ainsi que l'évolution du cadre régulatoire relatif à la production nucléaire en Belgique au-delà de 2025 et aux conditions de prolongation des droits de tirage sur les centrales nucléaires en France au-delà de leur durée de vie actuelle ;
- s'agissant de l'UGT France Renouvelables, les perspectives et les conditions de renouvellement des concessions hydroélectriques en France.

Ces évaluations sont par ailleurs sensibles aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et taux d'actualisation) à appliquer.

La valeur recouvrable des actifs pour lesquels une décision de cession est prise est déterminée quant à elle sur la base de leur valeur de marché diminuée des coûts de cession.

Nous avons considéré l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations incorporelles et corporelles comme un point clé de l'audit en raison de leur importance significative dans les comptes de votre groupe et parce qu'elle nécessite l'utilisation d'hypothèses et d'estimations à apprécier dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économique à moyen terme.

Notre réponse

Nous avons examiné la définition des UGT ainsi que l'allocation des *goodwills* aux différentes UGT.

Nous avons apprécié les dispositifs de votre groupe visant à identifier les indices de pertes de valeur ainsi que les procédures d'approbation des estimations par la Direction.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des actifs, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et contrôlé les calculs effectués par votre groupe avec, pour les sujets les plus complexes, le support de nos experts en évaluation.

Nos travaux ont principalement porté sur :

- les hypothèses du scénario de référence à long terme de votre Groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO2, 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 ;
  - apprécié la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché ;
- les taux d'actualisation dont nous avons examiné les modalités de détermination et la cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, en ayant recours à l'utilisation de spécialistes internes ;
- les analyses de sensibilité de la Direction aux principales hypothèses de prix, opérationnelles et régulatoires dont nous avons apprécié la pertinence ;
- l'estimation du caractère hautement probable des cessions décidées par le Groupe et les éléments considérés pour en évaluer la valeur recouvrable ;
- le caractère approprié de l'information donnée dans les notes, notamment sur les analyses de sensibilités réalisées par votre groupe.

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 20.2.2 et 20.2.3]

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 du Groupe, qui soumet tous les 3 ans à l'approbation de la Commission des provisions nucléaires (CPN) un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions. La CPN s'appuie notamment sur l'avis émis par l'Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies (ONDRAF) qui revoie l'ensemble des caractéristiques et paramètres techniques de ce dossier.

Les provisions, qui s'élèvent à respectivement 6,2 milliards d'euros pour la gestion du combustible nucléaire irradié et à 4,8 milliards d'euros pour le démantèlement des centrales nucléaires, sont estimées à partir du cadre légal et contractuel actuel, sur la base des éléments présentés dans le dossier triennal de Synatom approuvé par la CPN le 12 décembre 2016.

Nous avons considéré l'évaluation de ces provisions comme un point clé de l'audit en raison de leurs montants et de leur sensibilité aux scénarios industriels retenus et aux estimations de coûts associées, tels que notamment :

- s'agissant des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, les décisions qui seront finalement prises par le gouvernement belge sur le scénario de gestion du combustible irradié (retraitement d'une partie du combustible irradié ou évacuation directe, sans retraitement préalable) et sur la solution de gestion des déchets à long terme (en dépôt géologique profond ou en entreposage de longue durée en surface) ;
- s'agissant des provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaires, l'approbation ou non par les autorités de sûreté nucléaire du plan de démantèlement retenu et de son calendrier.

Cette évaluation est également sensible aux hypothèses macroéconomiques (taux d'inflation et d'actualisation) à appliquer.

Notre réponse

Au titre de l'exercice 2016 au cours duquel la dernière révision triennale des provisions est intervenue, nous avions examiné les conclusions, observations et recommandations formulées dans les avis de l'ONDRAF et de la CPN.

Nous avions contrôlé les bases sur lesquelles ces provisions ont été évaluées et apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scénarios industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation appliqués aux flux de trésorerie.

Nos travaux avaient principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels retenus au regard de l'environnement légal et régulatoire actuel et des choix de politique nucléaire restant à effectuer en Belgique ;
- la concordance des prévisions de coûts par nature et des échéanciers de décaissements avec les études et devis disponibles et, pour le démantèlement, avec une étude d'un bureau d'experts indépendants mandaté par Synatom ;
- le niveau des marges pour aléas et risques intégrées aux provisions afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié ;
- la concordance des volumes de combustible usé produits à date et des estimations de volumes de combustible usé restant à produire avec les données d'inventaires physiques et des données prévisionnelles du Groupe ;
- les modalités de détermination du taux d'actualisation retenu et sa cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes.

Au titre de l'exercice 2018, nos travaux ont principalement consisté à apprécier :

- la cohérence des scénarios industriels retenus au regard des décisions prises ou des actions envisagées par le 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, réclamations et risques fiscaux

[notes 20.4 et 28]

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 28. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : - examiner les procédures mises en œuvre par votre groupe afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; - comparer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; - apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre Groupe ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre Groupe. Nous avons également eu recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; - –apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes consolidés.

Estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz réalisées et non relevées (dit «énergie en compteur»)

[notes 8.1.1 et 8.2.1]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre groupe procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison ce qui conduit votre groupe à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2018, 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. Ces créances sont déterminées sur la base d'une estimation de la consommation client par client qui s'appuie sur des outils de mesure et de modélisation développés par le Groupe pour déterminer le chiffre d'affaires réalisé et vérifier cette estimation a posteriori à partir des données de relèves reçues ultérieurement. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au « prix moyen de l'énergie » qui tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires réalisé et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués en France et en Belgique ont principalement consisté à : - prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; - évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiner les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit. Nous avons également: - comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; - examiné que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; - analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par la société ; - apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; - apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires des informations relatives au Groupe, données dans le rapport de gestion du Conseil d'administration.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Nous attestons que la déclaration consolidée de performance extra-financière prévue par l'article L. 225-102-1 du Code de commerce figure dans les informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion, étant précisé que, conformément aux dispositions de l'article L. 823-10 de ce Code, les informations contenues dans cette déclaration n'ont pas fait l'objet de notre part de vérifications de sincérité ou de concordance avec les comptes consolidés et doivent faire l'objet d'un rapport par un organisme tiers indépendant.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des Commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2018, nos cabinets étaient dans la onzième 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 :

- 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.

Paris-La Défense, le 8 mars 2019

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa
Olivier Broissand

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson
Stéphane Pédron

6.4 Comptes sociaux

6.4.1 États financiers sociaux 346

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 350

NOTE 1 Règles et méthodes comptables 350

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices 354

NOTE 3 Immobilisations incorporelles et corporelles 355

NOTE 4 Immobilisations financières 356

NOTE 5 Stocks et en-cours 362

NOTE 6 Créances 362

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement 363

NOTE 8 Comptes de régularisation et écarts de conversion actif 363

NOTE 9 Capitaux propres 364

NOTE 10 Provisions 365

NOTE 11 Dettes financières 367

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif 371

NOTE 13 Résultat d'exploitation 371

NOTE 14 Résultat financier 373

NOTE 15 Résultat exceptionnel 373

NOTE 16 Situation fiscale 374

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux) 375

NOTE 18 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel 383

NOTE 19 Litiges 388

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées 389

NOTE 21 Rémunérations des membres du Conseil d'Administration et du Comité Exécutif 390

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture 390

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 390

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 391

6

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan

Actif

			31 déc. 2018			31 déc. 2017
En millions d'euros	Notes		Brut	Amortissements et dépréciations	Net	Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles	3		1 660	1 157	503	442
Immobilisations corporelles	3		1 007	623	384	386
Immobilisations financières	**4**					
Titres de participation			74 667	6 365	68 302	66 194
Autres immobilisations financières			598	519	79	180
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	**I**		**77 932**	**8 664**	**69 268**	**67 202**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours	**5**					
Gaz			1 005	-	1 005	801
Certificats d'Économie d'Énergie			50	5	45	116
Autres stocks et en-cours			161	-	161	76
Avances et acomptes versés sur commandes			**26**	**-**	**26**	**10**
Créances d'exploitation	**6**					
Créances clients et comptes rattachés			6 773	286	6 487	4 651
Autres créances			641	-	641	678
Créances diverses						
Comptes courants des filiales			5 216	-	5 216	6 185
Autres créances			2 712	15	2 697	3 114
Valeurs mobilières de placement		**7**	**2 455**	**20**	**2 434**	**2 223**
Disponibilités			**382**	**-**	**382**	**454**
TOTAL ACTIF CIRCULANT	**II**		**19 420**	**327**	**19 094**	**18 309**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**III**	**8**	**2 252**	**-**	**2 252**	**2 712**
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	**IV**	**8**	**339**	**-**	**339**	**307**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**99 943**	**8 991**	**90 953**	**88 530**

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

Passif

En millions d'euros		Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		9		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			32 565	32 505
Ecarts de réévaluation			41	41
Réserve légale			244	244
Autres réserves			256	313
Report à nouveau			289	566
Résultat net de l'exercice			1 102	1 421
Acompte sur dividende			(892)	(836)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		10.2	576	502
TOTAL CAPITAUX PROPRES	I		**36 616**	**37 191**
AUTRES FONDS PROPRES	II		**9**	**8**
TOTAL FONDS PROPRES	I + II		**36 625**	**37 199**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	10.1	**2 424**	**2 878**
DETTES		11		
DETTES FINANCIÈRES				
Emprunts			27 498	27 615
Dettes rattachées à des participations			5 250	4 400
Comptes courants des filiales			2 749	1 612
Autres			583	627
TOTAL DETTES FINANCIÈRES	IV		**36 080**	**34 254**
PASSIF CIRCULANT				
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			6	5
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			8 677	6 716
Dettes fiscales et sociales			1 225	1 065
Autres dettes			3 587	3 830
TOTAL PASSIF CIRCULANT	V		**13 495**	**11 617**
TOTAL DETTES	IV+V		**49 575**	**45 871**
COMPTES DE RÉGULARISATION	VI	12	**1 926**	**2 163**
ECARTS DE CONVERSION – PASSIF	VII	12	**403**	**420**
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		**90 953**	**88 530**

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

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Ventes d'énergie		25 017	18 339
Autre production vendue		2 816	2 246
CHIFFRE D'AFFAIRES	13.1	**27 833**	**20 585**
Variation de la production stockée		-	-
Production immobilisée		13	10
PRODUCTION		**27 846**	**20 596**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(17 712)	(10 441)
Autres achats		(3 762)	(3 620)
Autres charges externes		(6 464)	(6 595)
VALEUR AJOUTÉE		**(92)**	**(61)**
Subventions reçues		70	122
Impôts et taxes		(131)	(98)
Charges de personnel	13.2	(651)	(587)
EXCÉDENT BRUT D'EXPLOITATION		**(804)**	**(624)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations		(203)	(136)
Dotations nettes aux provisions	13.3	97	(368)
Transfert de charges		39	20
Autres charges		(188)	(250)
RÉSULTAT D'EXPLOITATION		**(1 058)**	**(1 358)**
RÉSULTAT FINANCIER	14	**3 718**	**3 849**
RÉSULTAT COURANT		**2 660**	**2 491**
RÉSULTAT EXCEPTIONNEL	15	**(2 107)**	**(2 072)**
IMPÔT SUR LES SOCIÉTÉS	16.2	**549**	**1 001**
RÉSULTAT NET		**1 102**	**1 421**

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

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Capacité d'autofinancement de l'exercice	1	**3 152**	**3 592**
Variation des stocks		340	154
Variation des créances clients (nettes des clients créditeurs)		2 046	925
Variation des dettes fournisseurs		(1 784)	(668)
Variation des autres postes		(918)	(518)
Variation du besoin en fonds de roulement	2	**(317)**	**(107)**
EXCÈDENT DE TRÉSORERIE D'EXPLOITATION	(1-2) = I	**3 468**	**3 698**
Immobilisations incorporelles et corporelles		260	191
Immobilisations financières		4 544	2 523
Variation des dettes d'investissement		-	-
Investissements	1	**4 804**	**2 714**
Contributions de tiers		7	1
Produits des cessions d'éléments d'actif		465	977
Réduction des immobilisations financières		114	158
Ressources	2	**587**	**1 135**
INVESTISSEMENTS NETS ET ASSIMILÉS	(1-2) = II	**4 217**	**1 579**
DISPONIBLE APRÈS FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS	(I-II) = III	**(749)**	**2 120**
Augmentation et diminution de capital	1	**(15)**	**-**
Dividende et acompte sur dividende versés aux actionnaires	2	**(1 740)**	**(2 049)**
Emprunts obligataires		2 329	3 952
Emprunts long terme Groupe		850	4 400
Crédits à moyen et court terme et autres emprunts		191	20
Appel au marché financier	3	**3 370**	**8 372**
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(2 729)	(6 006)
Remboursements	4	**(2 729)**	**(6 006)**
FINANCEMENT	(1+2+3+4) = IV	**(1 114)**	**317**
VARIATION DE LA TRÉSORERIE	(III+IV) = V	**(1 862)**	**2 437**

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

Les comptes annuels de l'exercice 2018 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 (modifié par le règlement n° 2018-01), n° 2015-05 et n° 2015-06, et des méthodes d'évaluation décrites ci-après.

Les opérations financières relatives aux participations, aux titres et aux créances rattachées à des participations, notamment les dotations ou reprises de dépréciation, sont inscrites en résultat exceptionnel et non en résultat financier. ENGIE SA considère en application de l'article 121-3 du PCG que cette classification qui déroge au Plan Comptable Général donne une image plus fidèle du compte de résultat car elle permet de regrouper avec les plus ou moins-values de cession, dans les éléments exceptionnels, tous les éléments de résultat afférents aux participations.

Utilisation d'estimations et du jugement

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

L'évolution de l'environnement économique et de la volatilité importante des marchés ont été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés notamment pour les tests de perte de valeur. Cet environnement a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans ses évaluations.

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

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

- l'évaluation des titres de participation.

  Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des titres de participation. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché et l'évolution du cadre régulatoire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser ;

- la valorisation des instruments financiers.

  Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, ENGIE SA doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

  Conformément aux principes réaffirmés par le règlement ANC n° 2015-05, les instruments financiers dérivés utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

  Les variations de valeur de ces contrats dérivés ne remplissant pas les critères de couverture sont comptabilisées au bilan. Les pertes latentes font l'objet d'une provision ; et celle-ci est évaluée sur la base d'ensembles homogènes ayant un sous-jacent équivalent ; que ces instruments soient négociés de gré à gré ou sur un marché organisé.

  Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

  En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

  ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

  Les primes d'option sont étalées en résultat sur la durée de la couverture. Le déport/report des opérations de change à terme est comptabilisé en résultat dans la valeur d'entrée de l'élément couvert.

- l'évaluation des provisions pour risques et charges.

  L'évaluation des provisions pour risques et charges repose sur des hypothèses dont la modification pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées.

- l'évaluation des engagements de retraite et autres engagements envers le personnel hors bilan.

  L'évaluation des engagements de retraite repose sur des calculs actuariels. Toute modification dans les hypothèses retenues par ENGIE SA pourrait avoir un impact significatif sur l'évaluation des engagements.

Immobilisations incorporelles

Ce poste comprend pour l'essentiel les valeurs d'achat ou de production des logiciels, amorties sur leur durée d'utilité.

La durée d'utilité des logiciels retenue pour le calcul de l'amortissement est généralement comprise entre cinq et sept ans.

Les autres frais de développement sont immobilisés s'ils satisfont des conditions précises, notamment la façon dont l'immobilisation incorporelle générera des avantages économiques futurs.

Les dépenses liées aux activités de recherche sont enregistrées en charges de l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût réel d'achat ou de production, y compris les frais accessoires, à l'exception de celles acquises antérieurement au 31 décembre 1976 qui figurent pour leur valeur réévaluée à cette date.

L'essentiel des immobilisations corporelles est amorti selon le mode linéaire.

Les durées d'amortissement sont fondées sur les durées d'utilité déterminées en fonction de l'utilisation attendue des actifs. Les principales durées d'utilité s'inscrivent dans les fourchettes suivantes :

- Constructions : de 20 à 60 ans ;
- Autres immobilisations : de 3 à 15 ans.

Les coûts d'emprunt attribuables au financement d'un actif sont comptabilisés en charges et étalés sur la période de financement.

Composants

Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, l'actif est comptabilisé globalement. Si, dès l'origine, un ou plusieurs éléments ont chacun des durées d'utilité différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et fait l'objet d'un plan d'amortissement propre.

Immobilisations financières

Titres de participation

Ils représentent des investissements durables qui permettent d'assurer le contrôle de la société émettrice, ou d'y exercer une influence notable ou qui permettent d'établir avec la société émettrice des relations d'affaires.

Les nouveaux titres acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés.

En ce qui concerne les titres pour lesquels ENGIE SA s'inscrit dans une logique de détention durable, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (DCF et DDM) et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change.

En ce qui concerne les titres pour lesquels une décision de cession a été prise, la valeur comptable des titres concernés est ramenée à leur valeur de cession estimée si celle-ci est inférieure. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite.

Mali technique

En application du règlement n° 2015-06 de l'ANC - article 9, le mali technique de fusion est rattaché comptablement à ses actifs sous-jacents, en l'occurrence des titres de participation.

Chaque quote-part du mali affectée à un actif sous-jacent subit une dépréciation lorsque la valeur actuelle de cet actif devient inférieure à sa valeur nette comptable, majorée de la quote-part de mali qui lui est affectée. La dépréciation est imputée en priorité sur la quote-part du mali technique.

La cession des actifs sous-jacents entraîne la reprise par le compte de résultat de la quote-part du mali attachée aux actifs cédés.

Créances rattachées à des participations

Il s'agit de prêts octroyés à des entreprises dans lesquelles ENGIE SA détient une participation.

Les créances rattachées sont comptabilisées à leur valeur nominale. En liaison avec l'évaluation des titres de participation, une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur d'utilité de ces créances devient inférieure à leur valeur nominale.

Des provisions pour risques peuvent être constituées si la Société estime son engagement supérieur aux actifs détenus.

Autres immobilisations financières

Figurent essentiellement dans ce compte, les titres autres que les participations, qu'ENGIE SA a l'intention de conserver durablement, mais qui ne correspondent pas aux critères définis pour les titres de participation.

Une dépréciation est éventuellement constituée selon les critères décrits ci-dessus pour les titres de participation.

Contrat de liquidité et actions propres

Un contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement, délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles.

Les sommes versées à ce prestataire sont inscrites en «autres titres immobilisés». Les actions sont dépréciées lorsque le cours moyen du mois de clôture est inférieur à leur valeur comptable.

Stocks

Gaz naturel

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains est porté en stocks. Il est valorisé au coût moyen d'achat intégrant le coût de transport à l'étranger et en France jusqu'en entrée des stockages, y compris le coût de regazéification du gaz naturel liquéfié, toutes origines confondues. Les sorties sont valorisées mensuellement selon la méthode du Coût Moyen Unitaire Pondéré (CMUP).

Une dépréciation est enregistrée lorsque la valeur probable de réalisation, calculée comme étant le prix de vente diminué des frais directs et indirects à engager pour la distribution, est inférieure au coût moyen pondéré.

Certificats d'Économie d'Énergie (CEE)

ENGIE SA comptabilise les Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) selon le modèle «économie d'énergie» ; les ventes d'énergie génèrent une obligation d'économie d'énergie.

Le passif est éteint par :

- la réalisation de dépenses d'économies d'énergie ayant la nature de charges du cycle de production permettant l'obtention des certificats ; ou
- l'achat des certificats ; ou
- le versement au Trésor Public prévu à l'article L. 221-4 du Code de l'énergie.

Entrées en stocks : les certificats obtenus de l'État français en contrepartie de la réalisation de dépenses d'économie d'énergie sont entrés pour leur coût de production. Les certificats acquis à leur coût d'acquisition sont évalués selon la méthode du coût moyen pondéré.

Sorties de stocks : la sortie des certificats s'exerce au fur et à mesure des ventes d'énergie générant l'obligation d'économie d'énergie qui vaut consommation de leur unité de compte ou/et lors de leur cession. Les plus-values et moins-values de cessions sont comptabilisées en résultat d'exploitation.

A la clôture :

- un actif (stock) 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 sera comptabilisé si les obligations d'économie d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économie d'énergie, correspondant au coût des actions restant à engager pour éteindre les obligations

liées aux ventes d'énergie réalisées. Ce passif sera éteint ultérieurement par la réalisation des dépenses d'économie d'énergie ayant la nature de charges permettant l'obtention de certificats ou par l'achat des 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 (certificats) 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 certificats/garanties de capacité qu'ils peuvent revendre sur le marché de capacité supporté par une plateforme dédiée gérée par l'organisme européen EPEX Spot.

Pour échanger la capacité relative à 2018, les ventes aux enchères organisées par EPEX Spot sont de 22,39 GW.

ENGIE SA est obligée à la fois en tant que fournisseur d'électricité et en tant qu'exploitant de capacités de production.

En l'absence de règlement ANC spécifique, ENGIE SA applique aux certificats de capacité les dispositions du traitement comptable des CEE acquis pour le cycle de production.

Entrées en stock : le stock est valorisé selon les coûts exposés au titre de la période pour l'acquisition ou l'obtention des certificats, conduisant à la détermination d'un CMUP du stock.

Sorties de stock : les certificats font l'objet d'une sortie de stock lors de leur restitution dans le cadre du mécanisme de rééquilibrage à la baisse.

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 relevée

Les créances comprennent également les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, qu'elle soit relevée ou non. Cela concerne les clients non facturés mensuellement (clientèle domestique principalement) ainsi que ceux dont la période de facturation ne correspond pas à la période de consommation du mois.

Les créances relatives au gaz et à l'électricité livrés, non relevés, et non facturés dits «Énergie en Compteur» sont déterminées sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Elles sont valorisées au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteur. L'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires non facturée à la date de clôture est sensible aux hypothèses de volumes et de prix moyens retenues.

Les clients, principalement la clientèle domestique, peuvent, par ailleurs, opter pour la mensualisation de leur règlement. Dans ce cas, une avance mensuelle est encaissée par l'entreprise, et une facture est émise à la date anniversaire du contrat donnant lieu, à cette date, au règlement (ou remboursement) de la différence entre le montant facturé et les avances déjà perçues.

Les factures à établir au titre de l'énergie livrée non facturée, sont nettées des montants correspondants déjà encaissés par l'entreprise au titre des avances des clients mensualisés.

Dépréciation des créances clients

Le risque d'impayés est apprécié individuellement pour les clients les plus importants.

Les créances des autres clients font l'objet d'une dépréciation forfaitaire progressive en prenant en compte l'ancienneté des créances.

Le risque potentiel de non-recouvrement des créances relatives au gaz livré non facturé est également pris en compte.

Créances diverses

Les créances diverses regroupent notamment le compte courant avec ENGIE Finance, ainsi que les appels de marge. Celles qui présentent un risque de non-recouvrement font l'objet d'une dépréciation.

Valeurs mobilières de placement

Les valeurs mobilières de placement sont comptabilisées pour leur prix d'acquisition.

Lorsque la valeur de marché des titres au 31 décembre est inférieure à leur valeur comptable, une dépréciation est constituée pour la différence.

Dans le cas de titres cotés, cette valeur de marché est déterminée sur la base du cours de clôture.

Titres subordonnés à durée indéterminée

Les titres subordonnés à durée indéterminée émis en euros et en devises par la Société sont comptabilisés conformément à l'avis de l'Ordre des experts-comptables n° 28 de juillet 1994 et en prenant en compte leurs caractéristiques spécifiques.

Ainsi, ils sont classés en dettes financières, leur remboursement n'étant pas perpétuel.

Capitaux propres

Prime d'émission

Les frais externes directement attribuables aux augmentations de capital sont comptabilisés en diminution de la prime d'émission. Les autres frais sont portés en charges de l'exercice.

Prime de fusion

Les frais externes directement attribuables à la fusion intervenue en 2008 entre Gaz de France SA et SUEZ SA ont été comptabilisés en diminution de la prime de fusion.

Écarts de réévaluation

Cette rubrique résulte de la réévaluation légale de 1959, ainsi que de celle de 1976 pour les biens non amortissables hors concession.

Provisions réglementées

Amortissements dérogatoires

Un amortissement dérogatoire est constaté chaque fois que les durées d'utilité (retenues en comptabilité pour l'amortissement des immobilisations corporelles) sont différentes des durées d'usage (admises fiscalement) ou que le mode d'amortissement est différent.

Provision pour hausse de prix

La provision pour hausse de prix a été instituée par l'article 39-1-5 du CGI afin de permettre aux entreprises de déduire temporairement des bases de l'impôt une fraction des bénéfices investis dans la reconstitution des stocks en cas de hausse des prix importante.

Provisions pour risques et charges

Une provision est constituée lorsque l'entreprise a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé et dont il est probable qu'elle engendrera une sortie de ressources représentatives d'avantages économiques futurs dont le montant peut être estimé de façon fiable.

Le montant comptabilisé en provisions représente la meilleure estimation de la dépense nécessaire à l'extinction de l'obligation actuelle à la date de clôture.

Provisions pour remise en état des terrains d'anciennes usines à gaz

Une provision pour dépollution des anciennes usines à gaz et de remise en état des sites est constituée dès l'existence d'un engagement vis-à-vis d'un tiers (conclusion d'une offre engageante de cession du bien). Les provisions sont évaluées actif par actif et reflètent la meilleure estimation des coûts à terme en fonction des informations actuelles relatives à l'état des connaissances techniques et exigences réglementaires.

Les dotations et reprises de provision relèvent du résultat d'exploitation.

Provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

La provision au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur comptable des titres d'autocontrôle attribués gratuitement aux salariés. Les dotations, reprises et charges relatives aux attributions gratuites d'actions aux salariés figurent dans les charges de personnel.

Dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions, une provision est constituée dès lors qu'à la clôture de l'exercice, le cours de l'action est supérieur au prix d'exercice des options d'achat accordées. Elle est constituée linéairement sur la période d'acquisition des droits par les salariés et couvre *in fine* la moins-value de cession égale à la valeur d'achat des titres, déduction faite du prix d'exercice acquitté par les salariés.

Prestations de retraite et autres engagements envers le personnel

Régime spécial des Industries Électriques et Gazières

ENGIE SA relève principalement du régime spécial Invalidité, Vieillesse et Décès des Industries Électriques et Gazières présenté en Note 18.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provisions les engagements accordés au personnel correspondant à des droits déjà ouverts (rentes accidents du travail et de maladies professionnelles, rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité) ou à des prestations qui seront dues pendant la période d'activité des salariés (médailles du travail et congés exceptionnels de fin de carrière).

Dans le cadre de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France intervenue en 2008 avec effet rétroactif au 1er janvier 2008, les provisions pour engagements de retraite et autres avantages (retraite, indemnités de départ et régime de prévoyance) comptabilisées par SUEZ SA au 31 décembre 2007 ont été apportées à ENGIE SA.

Conformément à l'avis du Comité d'Urgence du 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 Conseil National de la Comptabilité (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 ANC n° 2015-05 applicable de manière obligatoire depuis le 1er janvier 2017, les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Les gains latents des opérations ne remplissant pas les critères de couverture n'interviennent pas dans la formation du résultat ; les pertes latentes de ces opérations font en revanche l'objet d'une provision.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

En cas de disparition de l'élément couvert, la couverture est dénouée et les pertes ou gains sont reconnus en résultat.

ENGIE SA utilise, pour la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, des modèles internes représentatifs des pratiques de marché.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contrevaleur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan en «écart de conversion» pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

Impôt sur les bénéfices

ENGIE SA est depuis le 1er janvier 1988 sous le régime d'intégration fiscale institué par l'article 68 de la loi n° 87-1060 du 30 décembre 1987. Elle est société tête de Groupe au sens des dispositions des articles 223 A et suivants du CGI.

Les filiales du périmètre d'intégration fiscale contribuent à la charge d'impôt du Groupe à hauteur du montant d'impôt dont elles auraient été redevables en l'absence d'intégration.

Les effets du régime d'intégration fiscale sont comptabilisés sur la charge d'impôt d'ENGIE SA, en tant que société mère.

Parallèlement aux modalités de répartition de l'impôt sur les sociétés, ENGIE SA constitue une provision relative aux économies d'impôt générées par les déficits remontant des filiales. Ces économies bénéficient dans un premier temps à ENGIE SA en tant que société mère et sont restituées aux filiales lors de leur retour aux bénéfices, d'où la constitution d'une provision.

L'article 66 de la loi n° 2012-1510 du 29 décembre 2012 de finances rectificative pour 2012 a instauré un Crédit d'Impôt pour la Compétitivité et l'Emploi (CICE). Il est comptabilisé en réduction de la charge d'impôt au crédit du compte d'impôt sur les bénéfices.

NOTE 2 Faits significatifs de l'exercice et comparabilité des exercices

Faits significatifs de l'exercice

- Le 13 juillet 2018, ENGIE a finalisé la cession de ses activités amont de GNL (négoce international, liquéfaction et transport maritime) au groupe Total. La cession s'est faite en deux étapes : un apport partiel d'actif en échange de titres de la société Global LNG (société du Groupe ENGIE), générant un gain de 142 millions d'euros, puis la cession des titres (reçus en rémunération de l'apport partiel d'actif et acquis auprès des autres sociétés apporteuses du Groupe ENGIE). Le résultat total de la cession avant impôt, comptabilisé en résultat exceptionnel, s'établit à 154 millions d'euros au 31 décembre 2018. Les frais de cession attachés à cette opération s'élèvent à 14 millions d'euros.
- Au 1er semestre 2018, ENGIE a acquis la Société ENGIE Energy Services International (holding portant les participations du Groupe dans le domaine des services à l'étranger) auprès d'ENGIE Energie Services, pour un montant de 3,9 milliards d'euros et afin de simplifier les structures du Groupe.
- Compte tenu de la régulation des activités de stockage en France, la BU Storengy a mis en place une nouvelle organisation. Une société holding a été créée, laquelle détient directement d'une part Storengy SA France (activités réglementées) et d'autre part les activités non réglementées. La société Storengy SAS a donc été créée. ENGIE a souscrit au capital de cette société par l'apport des titres Storengy SA France. Cet apport de titres a été fait en valeur nette comptable pour 2 388 millions d'euros et n'a pas eu d'impact sur le compte de résultat.
- En 2017, l'Agence des Participations de l'État (APE) avait cédé une partie de sa participation dans ENGIE SA : environ 4,1% du capital en janvier 2017, environ 4,5% du capital en septembre 2017 dont 10% (soit 0,46%) cédés directement à ENGIE SA. Conformément aux dispositions de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques, ces 10% de titres acquis à l'État ont été proposés aux salariés et anciens salariés d'ENGIE SA dans le cadre de l'opération d'actionnariat salarié LINK 2018, opération pour laquelle l'État a décidé, après concertation avec ENGIE, de participer en cédant 0,46% de son capital en juillet 2018. A l'issue de cette opération, l'État détient désormais 23,64% du capital et 34,51% des droits de vote d'ENGIE SA.

Comparabilité des exercices

L'exercice 2018 est comparable à l'exercice 2017.

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. 2017	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31 déc. 2018
Incorporelles	**1 482**	**203**	**(21)**	**(4)**	**1 660**
Applications informatiques	981	-	(18)	126	1 089
Autres	364	1	(3)	-	362
En-cours	137	202	-	(130)	209
Corporelles	**987**	**65**	**(50)**	**5**	**1 007**
Terrains	35	-	(3)	-	32
Actif de démantèlement	7	-	(2)	-	5
Constructions	496	-	(10)	-	486
Installations techniques	256	1	(19)	27	265
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	95	-	(13)	29	111
Autres	31	-	(3)	-	28
En-cours [1]	67	64	-	(51)	80
Avances et acomptes	-	-	-	-	-
TOTAL	**2 469**	**268**	**(71)**	**1**	**2 667**

(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. 2017	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2018
Incorporelles	**842**	**145**	**(11)**	**975**
Applications informatiques	702	124	(8)	818
Autres	140	21	(3)	158
Corporelles	**584**	**47**	**(33)**	**597**
Terrains	-	-	-	-
Actif de démantèlement	5	-	-	5
Constructions	366	19	(9)	376
Installations techniques	123	16	(15)	124
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	65	9	(7)	67
Autres	25	3	(2)	26
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 425**	**192**	**(44)**	**1 573**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Dotations	Reprises	Au 31 déc. 2018
Immobilisations incorporelles	198	2	(19)	181
Immobilisations corporelles	18	22	(14)	25
TOTAL	**216**	**24**	**(33)**	**207**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2017
Dotations aux amortissements d'exploitation	**172**	**161**
Dotation aux amortissements linéaires	169	159
Dotation aux amortissements dégressifs	2	2
Dotation aux amortissements des actifs de démantèlement	1	-
Dotations aux amortissements exceptionnels	**18**	**40**
Reprises sur amortissements et dépréciations	**-**	**-**

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. 2018	Valeurs nettes au 31 déc. 2017
Incorporelles	**1 660**	**(975)**	**(181)**	**503**	**442**
Applications informatiques	1 089	(818)	(5)	266	275
Autres	362	(158)	(176)	28	31
En-cours	209	-	-	209	137
Corporelles	**1 007**	**(597)**	**(25)**	**384**	**385**
Terrains	32	-	(2)	29	34
Actif de démantèlement	5	(5)	-	-	2
Constructions	486	(375)	(23)	88	114
Installations techniques	265	(124)	-	141	133
Inst. Géné., agencements et aménagements divers	111	(68)	-	43	30
Autres	28	(25)	-	3	6
En-cours	80	-	-	80	67
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 667**	**(1 573)**	**(206)**	**887**	**828**

NOTE 4 Immobilisations financières

4.1 Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31 déc. 2018
Titres de participation	**70 683**	**4 388**	**(124)**	**(279)**	**74 667**
Titres de participation consolidés	70 063	4 378	(124)	(277)	74 040
Titres de participation consolidés - Malis techniques [1]	285	-	-	-	285
Titres de participation non consolidés	334	10	-	(2)	342
Autres immobilisations financières	**666**	**700**	**(768)**	**-**	**598**
Autres titres immobilisés	39	3	-	-	42
Créances rattachées à des participations	567	35	(91)	-	511
Prêts	14	12	(12)	-	14
Autres immobilisations financières	46	650	(665)	-	31
TOTAL	**71 349**	**5 088**	**(892)**	**(279)**	**75 265**

(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 titres de participation au 31 décembre 2018 s'explique essentiellement par les opérations suivantes :

- l'acquisition des titres ENGIE Energy Services International pour 3 908 millions d'euros ;
- la souscription à l'augmentation de capital de Storengy SAS pour 345 millions d'euros ;
- l'apport des titres Storengy SA à Storengy SAS qui s'est traduit, chez ENGIE SA, par la sortie des titres Storengy SA, pour une valeur brute de 2 665 millions d'euros, en contrepartie des titres Storengy SAS, pour une valeur brute de 2 388 millions d'euros, correspondant à la valeur nette comptable des titres Storengy SA, soit un impact de -278 millions d'euros en flux «Autres» au niveau des valeurs brutes et +278 millions d'euros au niveau des dépréciations des titres Storengy SA ;
- l'acquisition puis la cession des titres Global LNG pour 124 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, le poste «Autres immobilisations financières» est composé de :

- dépôts versés pour 21 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. 2017	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2018
Titres de participation consolidés	4 227	1 903	(6)	(278)	5 846
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	31	253	-	-	284
Titres de participation non consolidés	231	5	-	(1)	235
Autres titres immobilisés	6	2	-	-	8
Créances rattachées à des participations	479	31	-	-	510
Prêts	1	-	-	-	1
TOTAL	**4 975**	**2 194**	**(6)**	**(279)**	**6 884**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - Electrabel pour 1 155 millions d'euros,
  - COGAC pour 589 millions d'euros,
  - SUEZ pour 393 millions d'euros (dont 253 millions d'euros de mali technique),
  - ENGIE China Investment Company pour 9 millions d'euros,
  - ENGIE New Ventures pour 9 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - GENFINA pour 5 millions d'euros ;
- l'apport des titres Storengy France à Storengy SAS qui s'est traduit par un montant de -278 millions d'euros en flux «Autres» correspondant à la dépréciation qui avait été passée sur les titres Storengy France au moment de l'apport.

4.3 Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2018	Valeurs nettes au 31 déc. 2017
Titres de participation	**74 667**	**(6 365)**	**68 302**	**66 194**
Titres de participation consolidés	74 040	(5 846)	68 193	65 836
Titres de participation consolidés – Malis techniques [1]	285	(284)	2	255
Titres de participation non consolidés	342	(235)	107	103
Autres immobilisations financières	**598**	**(519)**	**79**	**180**
Autres titres immobilisés	42	(8)	34	34
Créances rattachées à des participations	511	(510)	1	88
Prêts	14	(1)	13	12
Autres immobilisations financières	31	-	31	46
TOTAL	**75 265**	**(6 884)**	**68 381**	**66 374**

(1) Malis techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008 portant sur les titres SUEZ et Electrabel.

En millions d'euros	% détention	Valeur nette comptable	Quote-part valeur liquidative	Plus-value latente	Méthode d'évaluation
Electrabel (yc mali technique)	99,13%	31 592	31 592	-	Valeur d'utilité – DCF
GRDF	100,00%	8 405	10 289	1 884	Valeur d'utilité – DCF
ENGIE Finance	100,00%	5 567	5 738	171	Valeur intrinsèque
GDF International	100,00%	3 972	5 530	1 558	Valeur intrinsèque
ENGIE Energy Services International	100,00%	3 908	4 208	300	Valeur d'utilité – DCF
ENGIE Energie Services (yc mali technique)	100,00%	2 933	5 297	2 364	Valeur d'utilité – DCF
Storengy SAS	100,00%	2 733	3 016	283	Valeur d'utilité – DCF
SUEZ (yc mali technique)	32,06%	2 427	2 427	-	Valeur de rendement
GRTgaz	74,78%	2 240	3 516	1 276	Valeur d'utilité – DCF
Electrabel France	100,00%	1 641	2 172	531	Valeur intrinsèque
GENFINA	100,00%	1 294	1 294	-	Valeur intrinsèque
COGAC	100,00%	1 161	1 161	-	Valeur intrinsèque
ENGIE New Business	100,00%	90	120	30	Valeur intrinsèque
GIE ENGIE Alliance	64,00%	62	62	-	Valeur intrinsèque
ENGIE New Ventures	100,00%	58	58	-	Valeur intrinsèque
SFIG	100,00%	58	65	7	Valeur intrinsèque
Autres		161	1 115	954	
TOTAL		**68 302**	**77 660**	**9 358**	

La valeur d'utilité des titres de participations mentionnés dans le tableau ci-dessus 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 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 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 2022-2040. Ces projections constituant le scénario de référence Groupe ont été approuvées en décembre 2018. 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 ;
- des prix du CO_2 correspondant aux trajectoires présentées dans le rapport «Canfin, Grandjean et Mestrallet» publié en juillet 2016. 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.

Electrabel

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 ;
- 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, Thaïlande, Singapour, Brésil, Porto Rico, Chili, Mexique, Pérou, Moyen-Orient, Pakistan,
  - à partir de capacités de production renouvelables principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Pologne, Allemagne, Royaume-Uni, Brésil, Canada, Chili, Mexique ;
- activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Australie, Thaïlande, Singapour ;
- activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

COGAC

COGAC est une holding financière qui détient les filiales françaises des BU GEM (ENGIE Global Markets), France Renouvelables (ENGIE Green), Génération Europe (ENGIE Thermique France) et BtoC (ENGIE Home Services et Solfea).

Storengy

Suite à la mise en place de la régulation de l'activité de stockage de gaz naturel en France à compter du 1er janvier 2018, et afin de se donner les moyens de développer ses activités non régulées en France comme à l'international (notamment géothermie, biogaz, et stockage en dehors de la France), Storengy a procédé à une réorganisation juridique au cours de l'exercice 2018.

Cette réorganisation a consisté à séparer les activités régulées de stockage de gaz naturel en France, hébergées dans la société Storengy SA, du reste de ses activités en France (expertise industrielle, business development notamment), hébergées dans une nouvelle société Storengy SAS actionnaire de Storengy SA à 99,99% et détenue par ENGIE SA à 99,99%. Ainsi le 23 juillet 2018, l'intégralité des actions de Storengy SA détenues par ENGIE SA ont été apportées au profit de Storengy SAS, et le 23 octobre 2018, le fonds de commerce de l'activité d'expertise ainsi que des stocks, bâtiments et terrain ont été cédés par Storengy SA à Storengy SAS.

4.4 Filiales et participations

En millions d'euros	Capital social au dernier bilan connu	Autres capitaux propres au dernier bilan connu hors capital social	% du capital détenu au 31 déc. 2018
Raison sociale			
A - Renseignements détaillés concernant les participations dont la valeur brute excède 1% du capital d'ENGIE SA soit 24 352 850 euros			
1. Filiales (quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%)			
Aguas Provinciales de Santa Fe (Données en monnaie locale d'opération)	4	(168)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
COGAC	1 287	(524)	100,00%
Ecometering	22	(17)	99,00%
Electrabel	4 640	13 328	99,13%
Electrabel France	532	(109)	100,00%
ENGIE Alliance	100	(52)	64,00%
ENGIE China Investment Company	35	(19)	100,00%
ENGIE Energie Services	699	788	100,00%
ENGIE Energy Services International	1 571	355	100,00%
ENGIE Finance	5 460	278	100,00%
ENGIE Information & Technologies	45	(70)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(77)	100,00%
ENGIE New Business	90	(1)	100,00%
ENGIE New Ventures	49	5	100,00%
ENGIE Rassembleurs d'Energies	50	(10)	100,00%
GDF International	3 972	411	100,00%
GENFINA	492	153	100,00%
GRDF	1 801	2 010	100,00%
GRTgaz	620	3 680	74,78%
SFIG	55	6	100,00%
Sopranor	-	5	100,00%
Storengy SAS	2 733	(7)	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	15	(467)	48,19%
SUEZ (anciennement SUEZ Environnement)	2 493	5 974	32,06%
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères (Données en monnaie locale d'opération)	-	-	-
TOTAL			

Valeur comptable des titres détenus au 31 déc. 2018		Montant des prêts et avances consentis par ENGIE SA	Montant des cautions et avals fournis par ENGIE SA	Chiffre d'affaires du dernier exercice connu	Bénéfice net ou perte du dernier exercice connu	Dividendes encaissés par ENGIE SA au cours de l'exercice	Date de clôture du dernier exercice connu (comptes provisoires non certifiés)
Brut	Provisions						
39	(39)	79	-	-	(65)	-	12/2016
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2018
2 434	(1 273)	-	-	-	(591)	-	12/2018
38	(34)	-	-	17	1	-	12/2018
34 148	(2 556)	-	-	11 355	(290)	-	12/2017
1 641	-	-	-	42	(37)	-	12/2018
62	-	-	1 000	-	(52)	-	12/2018
95	(81)	-	-	-	(6)	-	12/2018
2 933	-	-	-	2 116	2 043	1 700	12/2018
3 908	-	-	-	2	105	-	12/2018
5 567	-	4 487	-	-	190	201	12/2018
78	(78)	-	-	364	15	-	12/2018
115	(115)	-	-	163	(1)	-	12/2018
90	-	-	-	-	1	-	12/2018
72	(13)	-	-	-	(5)	-	12/2018
50	(6)	-	-	-	(5)	-	12/2018
3 972	-	-	-	-	672	721	12/2018
2 627	(1 333)	-	-	-	12	-	12/2018
8 405	-	-	-	3 477	143	985	12/2018
2 240	-	-	1	1 885	342	466	12/2018
58	-	-	-	18	(1)	-	12/2018
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2018
2 733	-	-	-	15	(7)	-	12/2018
145	(145)	379	-	-	(237)	-	12/2016
2 820	(393)	-	-	73	393	130	12/2017
55	(20)	-	-	-	-	-	
27	-	-	-	-	-	-	
39	(16)	-	-	-	-	41	
24	-	-	-	-	-	-	
29	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	
74 720	**(6 373)**					**4 244**	

6

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31 déc. 2017	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31 déc. 2018
Gaz naturel (y compris Butane/Propane)	801	1 369	(1 165)	1 005
Certificats d'Économie d'Énergie	116	158	(225)	50
Autres stocks et en-cours	76	85	-	161
TOTAL	**993**	**1 612**	**(1 390)**	**1 215**

5.1 Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2018 est en augmentation de 204 millions d'euros par rapport à fin décembre 2017.

Cette variation s'explique principalement par une hausse des quantités stockées sur les stockages souterrains compensée en partie par une baisse du GNL en réservoir.

Le prix moyen augmente également de 24,8%.

5.2 Certificats d'Économie d'Énergie

L'objectif national d'économie d'énergie pour la quatrième période triennale, du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2020, est en forte progression : il a été fixé à 1 600 TWh sur 3 ans pour l'ensemble des vendeurs, dont 400 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 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» (400 TWhc), le coefficient de proportionnalité permettant de calculer l'obligation CEE à réaliser au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique supplémentaire à l'obligation CEE «classique» est fixé à 0,333.

De plus, dans le cadre de sa mission, le Pôle National des Certificats d'Économies d'Énergie (PNCEE) a décidé de retirer la délivrance de 1 TWh de CEE. ENGIE conteste cette décision mais a constaté une dépréciation de ces CEE de 4,4 millions d'euros.

NOTE 6 Créances

6.1 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31 déc. 2018	Degré de liquidité		
		À fin 2019	De 2020 à 2024	2025 et au-delà
Actif immobilisé	**598**	**5**	**3**	**591**
Créances rattachées à des participations	511	4	-	507
Prêts	14	1	3	10
Contrats de liquidité	-	-	-	-
Autres immobilisations financières	73	-	-	73
Actif circulant	**15 368**	**15 165**	**132**	**71**
Créances clients et comptes rattachés (1)	6 773	6 732	42	-
Comptes courants des filiales	5 216	5 216	-	-
Autres créances d'exploitation	641	641	-	-
Autres créances	2 712	2 550	91	71
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	26	26	-	-
TOTAL	**15 966**	**15 169**	**135**	**662**

(1) Les ventes d'énergie en compteur nettes des avances reçues des clients mensualisés s'élèvent à 592 millions d'euros TTC au 31 décembre 2018 contre 657 millions d'euros TTC au 31 décembre 2017.

6.2 Dépréciations des créances

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Dotations	Reprises	Autres	Au 31 déc. 2018
Créances clients et comptes rattachés	269	139	(115)	(7)	286
Autres créances diverses	15	-	-	-	15
Valeurs mobilières de placement	70	44	-	(94)	20
TOTAL	**355**	**183**	**(115)**	**(101)**	**322**

NOTE 7 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dépréciations	Valeurs nettes au 31 déc. 2018	Valeurs nettes au 31 déc. 2017
Titres d'autocontrôle destinés aux attributions gratuites d'actions	460	(20)	440	812
OPCVM	1 522	-	1 522	968
Dépôts à terme	473	-	473	443
TOTAL	**2 455**	**(20)**	**2 434**	**2 223**

La valeur brute des titres d'autocontrôle au 31 décembre 2018 est de 460 millions d'euros, et font l'objet d'une dépréciation de 20 millions d'euros, soit une valeur nette comptable de 440 millions d'euros. La valeur nominale des actions auto-détenues est de 24 millions d'euros.

Le stock de titres d'autocontrôle se décompose en deux catégories :

- les actions non encore affectées à un plan futur (84 millions d'euros). Le cours moyen des vingt dernières cotations de l'exercice de ces actions étant en dessous du cours d'acquisition, une dépréciation a été constatée pour 20 millions d'euros ;
- les actions affectées à un plan (376 millions d'euros). Ces actions sont conservées à leur coût d'acquisition 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. 2017	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2018
Primes de remboursement des emprunts	144	121	(121)	143
Frais d'émission d'emprunts à étaler	50	626	(629)	48
Instruments financiers	2 518	1 867	(2 326)	2 061
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 712**	**2 614**	**(3 076)**	**2 252**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION ACTIF	**307**	**3 154**	**(3 123)**	**339**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes et frais d'émission d'emprunts d'ENGIE SA restant à étaler ;
- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risques de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise.

Écarts de conversion Actif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise et/ou aux achats/ventes de commodités.

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 2018, les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 12 858 493 actions et des cessions cumulées de 12 858 493 actions ayant généré une plus-value nette de 398 671 euros. Au 31 décembre 2018, 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, au 31 décembre 2018, 23 891 170 actions propres.

9.2 Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31 décembre 2017	**37 191**
Dividendes distribués et acompte sur dividende et autres	(1 751)
Provisions réglementées et subventions d'investissements	74
Résultat	1 102
Capitaux propres au 31 décembre 2018	**36 616**

ENGIE SA a versé en 2018 :

- au titre de l'exercice 2017, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2017, soit 0,35 euro par action pour un montant total de 836 millions d'euros, déduction faite des actions auto-détenues au jour de la mise en paiement du dividende pour 16 millions d'euros. Le dividende total 2017 s'élève à 0,70 euro par action, pour un montant total de 1 688 millions d'euros ;
- un dividende sur prime de fidélité de 0,10 euro par action pour un montant total de 11 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2018 de 0,37 euro par action, payable en numéraire, pour un montant total de 892 millions d'euros.

9.3 Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la Société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de 2 ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Au cours de l'exercice 2018, ENGIE SA a attribué à certains salariés du groupe ENGIE, 5 438 909 actions gratuites.

En 2018, ENGIE SA a livré 1 372 227 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 18 751 648 actions au 31 décembre 2018.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2018, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 23 891 170 au 31 décembre 2018, pour un montant total de 440 millions d'euros net de provision. Leur valeur de marché au 31 décembre 2018 ressort à 299 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	Volume d'actions attribuées	Volume d'actions livrées	Valeur unitaire historique	Charge de la période *(en millions d'euros)* 2018	2017
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 11 décembre 2013	339 840	127 515	25,34	(3,16)	(54,05)
Plan ENGIE 10 décembre 2014	3 391 873	1 117 904	24,80	(58,55)	22,34
Plan LINK Abondement 10 décembre 2014	125 142	-	19,93	0,13	0,75
Plan ENGIE 25 février 2015	70 965	64 310	24,53	(1,55)	(0,99)
Plan ORS 2015 10 décembre 2015	86 437	-	19,93	0,11	0,53
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 349 695	-	19,93	9,29	23,41
Plan ENGIE 24 février 2016	132 529	62 498	25,34	(1,21)	1,37
Plan ENGIE 14 décembre 2016	5 297 560	-	19,93	29,51	30,30
Plan ENGIE 1er mars 2017	149 178	-	19,93	1,01	1,09
Plan ENGIE 13 décembre 2017	5 278 045	-	19,93	29,77	1,48
Plan ENGIE 7 mars 2018	135 583	-	19,93	0,86	-
Plan LINK Abondement 2 août 2018	301 816	-	19,93	0,46	-
Plan ENGIE 11 décembre 2018	5 001 510	-	19,93	1,39	-
TOTAL	**23 660 173**	**1 372 227**		**8,06**	**26,23**

NOTE 10 Provisions

6

10.1 Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31 déc. 2018
Provisions pour reconstitution des sites (Note 10.1.1)	21	-	(11)	-	-	10
Provisions relatives au personnel (Note 10.1.2)	263	85	(78)	-	(4)	266
Provisions pour impôts (Note 10.1.3)	11	12	-	-	-	23
Provisions pour intégration fiscale (Note 10.1.4)	1 242	49	(184)	-	-	1 107
Risques sur filiales	52	2	(1)	-	-	53
Autres provisions pour risques et charges (Note 10.1.5)	1 288	612	(731)	(19)	(186)	965
TOTAL	**2 878**	**760**	**(1 005)**	**(19)**	**(190)**	**2 424**

10.1.1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2018 s'élèvent à 10 millions d'euros contre 21 millions d'euros en 2017. Elles concernent la remise en état des sites ayant supporté des usines de production de gaz manufacturé et couvrent notamment les obligations de mise en sécurité (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, autres) en l'état actuel de leur utilisation. La provision couvre enfin la remise en état des locaux de La Défense et de Lyon (Monolyte).

En 2015, a été mis en place un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur 5 ans qui comportait 236 sites non stratégiques.

Dès l'existence d'une offre engageante de cession du bien, une provision pour coût de démantèlement est constatée au passif avec pour contrepartie un actif de démantèlement amorti sur sa durée résiduelle.

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Reclassement	Au 31 déc. 2018
Provisions pour reconstitution des sites (hors PNC)	11	-	(6)	-	-	4
Provisions pour remise en état des sites (PNC)	10	-	(4)	-	-	6
TOTAL	**21**	**-**	**(10)**	**-**	**-**	**10**

Au 31 décembre 2018, la provision pour remise en état de sites se décompose de la manière suivante :

- provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 0 million d'euros ;
- provision antérieure : 6 millions d'euros.

10.1.2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Au 31 décembre 2018, les provisions pour engagements de retraite s'élèvent à 6 millions d'euros. Les engagements de retraite sont couverts par des fonds assurantiels.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 13 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité, 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 79 millions d'euros.

Le montant total de ces provisions s'élève à 98 millions d'euros au 31 décembre 2018. 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 27 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Provisions au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

Au 31 décembre 2018, les provisions constituées au titre des plans d'attribution d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 164 millions d'euros contre 156 millions d'euros au 31 décembre 2017.

En 2018, ENGIE SA a constaté une dotation de 73 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 65 millions d'euros suite à l'arrivée à échéance de plans d'attribution d'actions gratuites.

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont réduits conformément aux règlements des plans.

10.1.3 Provisions pour impôts

Suite aux différents contrôles fiscaux, ENGIE SA a doté plusieurs provisions pour risques fiscaux.

A la clôture de l'exercice 2018, la provision relative à l'impôt sur les sociétés s'élève à 22 millions d'euros contre 11 millions d'euros au 31 décembre 2017. Elle concerne les contrôles fiscaux relatifs aux exercices 2013-2014, et porte essentiellement sur le prix de transfert du GNL.

Au 31 décembre 2018, les autres provisions, relatives aux redressements des autres contributions et taxes (TVA, effort construction, CVAE...) s'élèvent à 1,6 million d'euros.

10.1.4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale et, à ce titre, constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés. Au cours de l'exercice 2018, ENGIE SA a doté cette provision à hauteur de 48,8 millions d'euros et repris un montant de 84,9 millions d'euros, conduisant à un solde de 488,7 millions d'euros à la clôture.

Au 31 décembre 2007, GRDF faisant partie du groupe d'intégration fiscale, la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz était neutre fiscalement. Pour autant, la filiale bénéficie depuis 2008 dans ses comptes sociaux d'une économie d'impôts induite par la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession de l'activité de distribution du gaz naturel. Ce suramortissement est neutralisé au niveau de l'intégration fiscale. Conformément aux conventions d'intégration fiscale signées avec ses filiales, ENGIE SA a constitué une provision pour intégration fiscale envers GRDF pour un montant définitif de 1 938 millions d'euros sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2018, 99 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 2017 était de 162 millions d'euros.

Au 31 décembre 2018, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 106,8 millions d'euros dont 618 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

10.1.5 Autres provisions pour risques et charges

Ce poste recouvre principalement les provisions pour risques sur autres tiers, les provisions pour litiges et les provisions pour risques de change et de taux. Les dotations et reprises sur ces provisions impactent surtout le résultat exceptionnel et financier.

Les provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2018 s'élèvent à 965 millions d'euros contre 1 288 millions d'euros en 2017.

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE SA a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017 une nouvelle organisation a été mise en place afin de faire évoluer les modalités de gestion des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi qu'un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion de portefeuille. L'impact comptable initial de ce changement s'est élevé à -678 millions d'euros. A fin décembre 2017, la provision pour contrats déficitaires s'élevait à 981 millions d'euros. Une reprise nette de provision a été constatée en 2018 pour 122 millions d'euros et un transfert de la provision Isle of Grain a été effectué dans le cadre de la cession de l'activité GNL à Global LNG pour 182 millions d'euros. A fin décembre 2018, la provision pour contrats déficitaires s'élève à 677 millions d'euros.

Le solde des provisions pour autres risques et charges au 31 décembre 2018 concerne principalement les contrats de réservation de capacités qualifiés de déficitaires pour 677 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 35 millions d'euros, les provisions pour restructuration pour 72 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 26 millions d'euros, les provisions pour risques de taux pour 67 millions d'euros et les provisions pour autres risques pour 70 millions d'euros.

La provision pour risques filiales s'élève à 53 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 52 millions d'euros au 31 décembre 2017.

10.2 Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Dotations	Reprises	Transfert	Au 31 déc. 2018
Provisions réglementées	**499**	**331**	**(258)**	**(6)**	**566**
Amortissements dérogatoires	426	300	(208)	(6)	512
Provision pour hausse de prix	73	31	(50)	-	54
Provision pour investissement	-	-	-	-	
Subventions d'investissement	**3**	**7**	**-**	**-**	**10**
TOTAL	**502**	**338**	**(258)**	**(6)**	**576**

NOTE 11 Dettes financières

11.1 Récapitulatif des dettes financières

En millions d'euros	Au 31 déc. 2018	Au 31 déc. 2017
Emprunts	**27 498**	**27 615**
Emprunts obligataires hybrides	4 085	3 688
Emprunts obligataires	19 377	18 953
Autres emprunts	4 036	4 973
Dettes rattachées à des participations	**5 250**	**4 400**
Comptes courants filiales	**2 749**	**1 612**
Autres dettes financières	**583**	**627**
Dépôts reçus de la clientèle	26	29
Intégration fiscale	98	-
Part courue des charges d'intérêts	409	427
Soldes créditeurs de banques	14	135
Divers	35	35
TOTAL	**36 080**	**34 254**

L'augmentation des dettes financières de 1 826 millions d'euros s'explique notamment par :

- la souscription d'un nouvel emprunt à long terme auprès d'ENGIE Alliance pour 850 millions d'euros ;
- l'augmentation du solde des comptes courants créditeurs des filiales de 1 137 millions d'euros due principalement à la variation du compte courant ENGIE Global Markets ;
- la hausse des encours d'emprunts obligataires en euros pour 752 millions d'euros ;
- la hausse de l'encours des USCP (*US Commercial Paper*) pour la contrevaleur de 152 millions d'euros ;
- partiellement compensées par la diminution de 1 147 millions d'euros de l'encours des NEUCP *(Negotiable European Commercial Paper)*.

11.2 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	**Au 31 déc. 2018**	**À fin 2019**	**De 2020 à 2024**	**2025 et au-delà**
Dettes financières	**36 080**	**8 336**	**17 539**	**10 205**
Emprunts obligataires hybrides	4 085	1 335	2 750	-
Emprunts obligataires	19 377	775	8 777	9 825
Autres emprunts	4 036	2 894	762	380
Dettes rattachées à des participations	5 250	-	5 250	-
Comptes courants filiales	2 749	2 749	-	-
Autres dettes financières	583	583	-	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**8 677**	**8 677**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 225**	**1 225**	**-**	**-**
Autres dettes	**3 587**	**3 587**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	858	858	-	-
Autres	2 729	2 729	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**6**	**6**	**-**	**-**
TOTAL	**49 575**	**21 831**	**17 539**	**10 205**

11.2.1 Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31 déc. 2018	**Date d'émission**	**Date de mise à jour des taux**	**Taux**	**Cotation**
Émissions publiques					
En millions d'euros	750	07/2013	07/2021	4,750%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2019	3,000%	Paris
En millions d'euros	1 000	06/2014	06/2024	3,875%	Paris
En millions d'euros	1 000	01/2018	04/2023	1,375%	Paris
En millions de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625%	Paris

11.2.2 Détail des emprunts obligataires

	Au 31 déc. 2018	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
En millions d'euros	775	10/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
En millions d'euros	900	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
En millions d'euros	693	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
En millions d'euros	300	03/2011	03/2111	5,950%	Paris
En millions d'euros	424	11/2011	01/2020	3,125%	Paris
En millions d'euros	742	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
En millions d'euros	410	07/2012	07/2022	2,625%	Paris
En millions d'euros	1 200	05/2014	05/2020	1,375%	Paris
En millions d'euros	1 300	05/2014	05/2026	2,375%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2022	0,500%	Paris
En millions d'euros	750	03/2015	03/2026	1,000%	Paris
En millions d'euros	500	03/2015	03/2035	1,500%	Paris
En millions d'euros	700	03/2017	03/2024	0,875%	Paris
En millions d'euros	800	03/2017	03/2028	1,500%	Paris
En millions d'euros	500	09/2017	02/2023	0,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	02/2029	1,375%	Paris
En millions d'euros	750	09/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	750	06/2018	06/2028	1,375%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2025	0,875%	Paris
En millions d'euros	500	09/2018	09/2033	1,875%	Paris
En millions de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
En millions de livres sterling	226	02/2009	02/2021	6,125%	Luxembourg
En millions de livres sterling	700	10/2010	10/2060	5,000%	Paris
En millions de livres sterling	400	10/2011	10/2060	5,000%	Paris
En millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zürich
En millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zürich
En millions de dollars américains	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
En millions d'euros	100	10/2011	10/2023	CMS10YR+0,505%	Paris
En millions d'euros	400	07/2012	01/2020	2,500%	Aucune
En millions d'euros	100	03/2013	03/2033	3,375%	Aucune
En millions d'euros	200	04/2013	04/2020	Euribor3M+0,58%	Paris
En millions d'euros	81	04/2013	04/2038	3,703%	Aucune
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	50	10/2015	10/2027	1,764%	Paris
En millions d'euros	100	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	50	11/2015	11/2045	2,750%	Paris
En millions d'euros	100	06/2017	06/2032	1,625%	Paris
En millions d'euros	100	10/2017	09/2037	2,000%	Paris
En millions d'euros	50	07/2018	07/2027	1,157%	Paris
En millions d'euros	75	07/2018	07/2038	CMS	Paris
En millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
En millions de yens	15 000	12/2008	10/2023	3,180%	Aucune
En millions de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
En millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	1 400	09/2017	09/2032	2,650%	Paris
En millions de dollars de Hong Kong	900	10/2017	10/2027	2,630%	Paris
En millions de dollars américains	50	11/2015	11/2021	2,681%	Paris
En millions de dollars 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 2018, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEUCP (*Negotiable European Commercial Paper*), libellés en euros à hauteur de 2 028 millions d'euros (dont 1 724 millions d'euros à taux fixe) et des *US Commercial Paper* en dollars américains à taux fixe pour une contrevaleur de 866 millions d'euros (992 millions de dollars américains). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 877 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars américains pour une contrevaleur de 262 millions d'euros (300 millions de dollars américains).

ENGIE SA a souscrit en décembre 2018 un emprunt à long terme de 850 millions d'euros auprès d'ENGIE Alliance.

L'encours d'emprunt long terme auprès d'ENGIE Finance est stable au 31 décembre 2018 et s'élève à 4 400 millions d'euros.

11.2.4 Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, comptes courants créditeurs, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires...) sont principalement libellées en euros.

11.3 Répartition de la dette par taux et par devise

11.3.1 Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
A taux variable				
Emprunts obligataires	7 210	4 724	378	300
Dettes rattachées à des participations	5 250	4 400	5 250	4 400
Autres emprunts	2 546	3 679	1 076	1 830
Comptes courants des filiales	2 749	1 612	2 749	1 612
Autres dettes financières	583	627	583	627
A taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	4 085	3 688	4 085	3 688
Emprunts obligataires	12 170	14 229	19 002	18 653
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	1 487	1 292	2 957	3 141
TOTAL	**36 080**	**34 251**	**36 080**	**34 251**

11.3.2 Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 753	3 350	3 753	3 350
Emprunts obligataires	19 377	18 953	15 450	15 097
Dettes rattachées à des participations	5 250	4 400	5 250	4 400
Autres emprunts	4 033	4 971	2 905	4 006
Comptes courants des filiales	2 356	1 434	2 356	1 434
Autres dettes financières	522	566	522	566
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	335	338	335	338
Emprunts obligataires	-	-	3 927	3 856
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 128	965
Comptes courants des filiales	393	178	393	178
Autres dettes financières	61	61	61	61
TOTAL	**36 080**	**34 251**	**36 080**	**34 251**

NOTE 12 Comptes de régularisation et écarts de conversion passif

En millions d'euros	Au 31 déc. 2017	Augmentations	Diminutions	Au 31 déc. 2018
Contrats optionnels	107	157	204	469
Instruments financiers	2 056	1 458	(2 057)	1 457
TOTAL COMPTES DE RÉGULARISATION	**2 163**	**1 615**	**(1 853)**	**1 926**
TOTAL ÉCARTS DE CONVERSION PASSIF	**420**	**-**	**(15)**	**403**

Comptes de régularisation

Les comptes de régularisation relatifs aux instruments financiers comprennent :

- les primes sur options destinées à couvrir les risques de matières premières et/ou risque de taux et de change sur la dette ;
- l'évaluation à la juste valeur des instruments dérivés de taux, change et matières premières s'agissant des instruments non qualifiés de couverture, ainsi que la part change des dérivés en couverture des dettes en devise.

Les pertes de change latentes relatives aux contrats ne remplissant pas les critères de couverture font l'objet d'une provision pour risques et charges (cf. Note 10.1.5).

Écarts de conversion Passif

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes et créances exprimées dans une devise différente de l'euro ainsi que la part change des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

NOTE 13 Résultat d'exploitation

13.1 Ventilation du chiffre d'affaires

Chiffre d'affaires par zone géographique

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Ventes d'énergie		
• en France	9 034	6 065
• à l'étranger	15 983	12 274
Travaux, études et prestations de services	2 345	1 725
Produits des activités annexes et autres ventes	471	521
TOTAL	**27 833**	**20 585**

L'augmentation du chiffre d'affaires énergie en France et à l'étranger résulte de la hausse des volumes vendus et d'une hausse moyenne des prix du gaz.

Chiffre d'affaires par activité

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Ventes d'énergie		
• Gaz naturel	20 334	13 737
• Électricité	4 683	4 602
Autre production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	2 345	1 725
• Produits des activités annexes et autres ventes	471	521
TOTAL	**27 833**	**20 585**

Au 31 décembre 2018, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie) s'élève à 1 663 millions d'euros HT.

13.2 Charges de personnel

Évolution des effectifs par collège

En nombre de salariés	31 déc. 2017	Variation	31 déc. 2018
Exécution	611	(333)	278
Maîtrise	1 538	164	1 702
Cadre	2 959	(338)	2 621
TOTAL	**5 108**	**(507)**	**4 601**

L'effectif s'élève à 4 601 en 2018 (incluant les salariés en CDI non statutaires, en CDD et les alternants contrairement à l'année 2017) contre 4 738 en 2017. En données comparables, l'effectif aurait été de 5 108 en 2017.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Traitements et salaires	(289)	(317)
Charges sociales	(151)	(169)
Intéressement	(21)	(26)
Autres charges	(190)	(74)
TOTAL	**(651)**	**(587)**

Intéressement du personnel

Un accord d'intéressement du personnel aux performances a été mis en place en conformité avec les conditions légales de l'ordonnance 86-1134 du 21 octobre 1986.

L'intéressement et l'abondement sont considérés comme des charges de personnel.

13.3 Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	-
Provision pour reconstitution de sites	(7)	(1)
Provisions relatives au personnel	(18)	15
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	(74)	354
TOTAL	**(97)**	**368**

Les autres provisions pour risques et charges se composent pour l'essentiel de :

- reprise nette de provision pour contrats déficitaires pour 122 millions d'euros ;
- reprise nette de provision liée aux contrôles fiscaux pour 7 millions d'euros ;
- dotation aux provisions pour swap MtM négatif pour 54 millions d'euros.

13.4 Transferts de charges d'exploitation

Les transferts de charges inclus dans les autres produits d'exploitation s'élèvent à 39 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 20 millions d'euros au 31 décembre 2017.

NOTE 14 Résultat financier

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2018	31 déc. 2017
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 082)	538	(545)	(546)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	36	36	39
Résultat de change	(482)	541	59	140
Dividendes reçus	-	4 259	4 259	4 214
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(92)	-	(92)	2
TOTAL	**(1 657)**	**5 375**	**3 718**	**3 849**

NOTE 15 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2018	31 déc. 2017
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(21)	156	135	(3)
Cessions d'immobilisations financières	(297)	310	13	(231)
Provision pour hausse de prix	(31)	50	19	43
Amortissements dérogatoires	(301)	209	(92)	(30)
Dotations et reprises sur dépréciations afférentes aux participations	(2 196)	7	(2 189)	(1 604)
Autres	(101)	109	8	(247)
TOTAL	**(2 946)**	**840**	**(2 107)**	**(2 072)**

La ligne «Autres» comprend notamment diverses dépenses et provisions engagées sur des opérations de restructuration de personnel et immobilières.

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 2018 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%. La loi de finances pour 2018 a supprimé la contribution de 3% sur les revenus distribués prévue à l'article 235 ter ZCA du CGI pour les montants distribués dont la mise en paiement intervient à compter du 1er janvier 2018.

	2018			2017		
En millions d'euros	**Résultat avant impôt**	**Impôt [1]**	**Résultat net**	**Résultat avant impôt**	**Impôt [1]**	**Résultat net**
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe d'intégration fiscale)						
• résultat courant	2 660		2 660	2 491		2 491
• résultat exceptionnel	(2 107)		(2 107)	(2 071)		(2 071)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale)		**549**	**549**		**1 001**	**1 001**
• dont impôts sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		343			420	
• dont taxe 3% sur les dividendes		-			375	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		124			95	
• dont autres (essentiellement mise à jour des stocks de CICE et CIR 2018-2017)		82			111	
TOTAL	**553**	**549**	**1 102**	**420**	**1 001**	**1 421**

(1) Un signe positif traduit un produit d'impôt.

En 2018 comme en 2017, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus des filiales suivent le traitement fiscal du régime mère/fille et sont exonérées, sous réserve d'une réintégration de quote-part de frais de 1% ou 5% suivant les cas. La charge d'impôt sur le résultat courant inclut 2,5 millions d'euros au titre du Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE).

Au cours de l'exercice 2017, ENGIE SA a bénéficié de 3 millions d'euros au titre du CICE. Cette somme a contribué en 2018 au financement de travaux de R&D, notamment au financement des pilotes et des démonstrateurs relatifs à la transition énergétique, initiée en 2016.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 549 millions d'euros en 2018 contre un produit d'impôt de 1 001 millions d'euros en 2017 s'expliquant principalement par :

- un produit d'intégration fiscale de 342,7 millions d'euros en 2018 contre 420 millions d'euros en 2017 qui résulte de la différence entre :
  - la contribution à l'impôt Groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 341,2 millions d'euros en 2018 contre 413 millions d'euros en 2017,
  - les crédits d'impôt au niveau du groupe fiscal intégré s'élevant à 1,4 million d'euros en 2018 contre 46,7 millions d'euros en 2017,
  - et la charge d'impôt sur les sociétés du groupe fiscal intégré nulle en 2018 contre -39,2 millions d'euros en 2017 ;
- une reprise nette de provision pour impôt de 124 millions d'euros en 2018 contre 95 millions d'euros en 2017 intégrant notamment :
  - 36,1 millions d'euros de reprise nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 78,6 millions d'euros de dotation nette en 2017,
  - 11,5 millions d'euros de dotation sur risques fiscaux essentiellement sur le prix de transfert du GNL, contre une reprise de 11,5 millions d'euros en 2017,
  - 99 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 82 millions d'euros en 2018, essentiellement liés aux variations de stocks de CICE et de 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 2019 à 2022 selon le projet de loi de finances 2018.

	2018					2017			
En millions d'euros	**32,02%**	**28,92%**	**27,37%**	**25,83%**	**34,43%**	**32,02%**	**28,92%**	**27,37%**	**25,83%**
Année de retournement	**2019**	**2020**	**2021**	**2022 et +**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022 et +**
Bases passives d'imposition différée									
• Charges déductibles non comptabilisées	339	-	-	-	307	-	-	-	-
• Produits comptabilisés non imposés	32	30	27	109	34	32	30	27	109
Bases actives d'imposition différée									
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	306	49	109	676	239	62	155	155	686
• Produits imposés non comptabilisés	336	-	-	39	364	-	-	-	40
Base fiscale différée nette	**271**	**19**	**82**	**606**	**262**	**30**	**125**	**128**	**617**
• Effet théorique d'imposition différée	87	5	22	157	90	10	36	35	159

NOTE 17 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

17.1 Engagements à caractère financier

La gestion des risques financiers (risques de taux, de change, de liquidité et de crédit) est placée sous la responsabilité de la Direction Financière du Groupe ENGIE.

17.1.1 Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling* du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance) et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de NEUCP *(Negotiable European Commercial Paper)* et d'USCP *(US Commercial Paper)* aux États-Unis.

Dans ce cadre, l'accès aux marchés des capitaux à long terme est concentré sur ENGIE SA pour les nouvelles dettes obligataires du Groupe, ainsi que pour les titres négociables à court terme émis.

Ces programmes sont utilisés (de manière conjoncturelle ou structurelle) pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer pour le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. ENGIE SA dispose ainsi de liquidités mobilisables à très court terme, lui permettant de faire face à ses besoins de trésorerie courants ou de servir de relais en cas d'opérations de croissance externe :

- ENGIE SA dispose d'un encours de 13 462 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2022 et décembre 2023. Au 31 décembre 2018, ENGIE SA a utilisé ces lignes de crédit à hauteur de 877 millions d'euros. Ces lignes ne sont pas subordonnées au respect de ratios ou de notes de crédit ;
- ENGIE SA a également accès au marché des dettes à court terme via des programmes d'émission : USCP pour un montant de 4 500 millions de dollars américains utilisé à hauteur de 992 millions de dollars américains (soit 866 millions d'euros) au 31 décembre 2018, et NEUCP pour un montant de 5 000 millions d'euros utilisé à hauteur de 2 028 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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.

Concernant ses activités financières, ENGIE SA a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie. Afin de diminuer son exposition sur le risque de contrepartie, ENGIE SA a recours à un cadre juridique normé basé sur des contrats cadres (incluant des clauses de «*netting*») ainsi que des contrats de collatéralisation (appels de marge). Le contrôle des risques de contrepartie liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *middle-office* indépendant du trésorier Groupe.

17.1.3 Risque de taux

ENGIE SA met en œuvre, sur sa dette nette, une politique d'optimisation de son coût de financement en utilisant plusieurs types d'instruments financiers (*swaps* et options de taux d'intérêt) en fonction des conditions de marché.

ENGIE SA s'assure également que le solde entre la part à taux variable de sa dette et de ses excédents de trésorerie reste faiblement exposé à une variation défavorable des taux d'intérêt à court terme.

Les positions du Groupe ENGIE sont gérées de manière centralisée. Les positions de taux sont revues trimestriellement et lors de toute nouvelle levée de financement. Toute modification substantielle de la structure de taux fait l'objet d'une approbation préalable du Management.

	Notionnel au 31 déc. 2018						
En millions d'euros	**A un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur**	**Notionnel au 31 déc. 2017**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	2 204	2 116	1 575	5 895	(997)	7 110
Payeur taux variable/receveur taux fixe	2 032	5 161	4 009	2 350	13 552	1 013	10 685
Achat de CAP							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	-	1 000
Achat de FRA							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	6 050	-	-	6 050	(6)	-
TOTAL EUR	**2 032**	**14 415**	**6 125**	**3 925**	**26 497**	**10**	**18 795**
Swap de taux d'intérêt							
Payeur taux fixe/receveur taux variable	470	455	-	120	1 045	5	759
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	-	120	120	(3)	-
TOTAL USD	**470**	**455**	**-**	**240**	**1 165**	**2**	**759**
TOTAL	**2 502**	**14 870**	**6 125**	**4 165**	**27 662**	**12**	**19 554**

	Notionnel au 31 déc. 2018						
En millions d'euros	**A un an au plus**	**De un à cinq ans**	**De six à dix ans**	**Plus de dix ans**	**Total**	**Juste valeur**	**Notionnel au 31 déc. 2017**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	426	638	2 115	3 179	(361)	2 179
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL GBP	**-**	**426**	**638**	**2 115**	**3 179**	**(361)**	**2 179**
Swap de devises							
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	229	-	-	229	(22)	230
Payeur taux fixe /receveur taux fixe	-	-	149	-	149	4	149
TOTAL JPY	**-**	**229**	**149**	**-**	**378**	**(18)**	**378**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	-
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	453	289	-	742	85	371
TOTAL CHF	**-**	**453**	**289**	**-**	**742**	**85**	**371**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	150	150	-	84
Payeur taux fixe/receveur taux variable	-	274	-	-	274	(12)	274
Payeur taux variable/receveur taux variable	-	122	-	-	122	3	122
Payeur taux variable/receveur taux fixe	-	1 159	-	-	1 159	124	580
TOTAL USD	**-**	**1 555**	**-**	**150**	**1 705**	**115**	**1 060**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	67	(19)	67
TOTAL NOK	**-**	**-**	**-**	**-**	**67**	**(19)**	**67**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	54	54	-	75
TOTAL AUD	**-**	**-**	**-**	**54**	**54**	**-**	**75**
Swap de devises							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	-	-	-	-	251
TOTAL HKD	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**251**
Swap de devises							
Payeur taux variable /receveur taux variable	-	5	-	-	5	(1)	9
TOTAL MXN	**-**	**5**	**-**	**-**	**5**	**(1)**	**9**
TOTAL	**-**	**2 668**	**1 076**	**2 319**	**6 130**	**(199)**	**4 391**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2018 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 NEUCP). Il s'agit de *swaps* payeurs taux variable Eonia/receveur taux fixe pour un montant notionnel à la clôture de 1 732 millions d'euros sur les titres négociables à court terme (NEUCP) ;
- ENGIE SA a recours à des *swaps* de taux payeurs de taux variable à l'émission de toute nouvelle obligation, sauf décision particulière du Management. Par la suite et au regard de l'évolution des conditions de marché, une gestion active du risque de taux est pilotée en central par l'intermédiaire de *swaps* et options de taux ;
- dans le cadre de la politique de risque de taux du Groupe, ENGIE SA a mis en place depuis 2009 des macro-couvertures permettant de fixer la dette du Groupe en dollars américains. Le nominal au 31 décembre 2018 est de 910 millions de dollars américains.

17.1.4 Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

- sur les opérations commerciales relatives aux achats et aux ventes de gaz naturel compte tenu des modes d'indexation des différents contrats d'achat ou de vente de gaz sur les prix des produits pétroliers qui eux-mêmes sont pour la plupart cotés en dollars américains ;
- sur les risques transactionnels spécifiques liés aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition ou de cession.

L'exposition au risque de change sur ces opérations est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes ou indexés par des *swaps* financiers.

Il existe des décalages temporaires au compte de résultat entre l'impact de la variation du dollar américain sur les coûts d'approvisionnement et l'impact de répercussion sur les ventes, notamment l'effet des moyennes mobiles et du cycle de stockage/déstockage.

Afin de gérer son exposition aux variations des cours des devises, ENGIE SA utilise des contrats d'achats ou de ventes à terme de devises pour couvrir ses achats de gaz et ses activités de financement.

Afin de limiter l'impact du risque de conversion de certaines créances rattachées à des participations, l'impact de conversion sur des futures acquisitions en devises ou encore couvrir le risque patrimonial lors de la consolidation de sociétés, ENGIE SA a mis en place ou complété des positions sur des transactions à terme de devises qui lui permettent de neutraliser ou minimiser les écarts de conversion sur des dépôts et prêts ou autres opérations futures.

Au 31 décembre 2018, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31 déc. 2018					
En millions d'euros	**Par échéance**			**Contrevaleur**	**Différentiel de change au**	**Engagement part fixe au**
Contrats à terme	**2019**	**2020**	**2021 et au-delà**	**au 31 déc. 2018**	**31 déc. 2018**	**31 déc. 2017**
Position acheteur						
Devise AUD	96	201	-	302	5	309
Devise CNH	9	-	-	9	-	-
Devise EUR	12	1	-	13	-	6
Devise GBP	247	-	-	248	1	354
Devise HUF	3	2	2	7	-	5
Devise NOK	-	-	-	-	-	95
Devise USD	1 043	8	332	1 408	25	5 182
Position vendeur						
Devise AUD	4	-	-	4	-	329
Devise CHF	179	-	-	180	1	164
Devise CNH	9	-	-	9	-	-
Devise EUR	111	1	-	113	1	118
Devise GBP	221	47	-	266	(2)	221
Devise HUF	-	-	-	-	-	82
Devise NOK	-	-	-	-	-	95
Devise USD	170	8	-	187	10	2 660

17.1.5 Autres engagements donnés à caractère financier

En millions d'euros	Total au 31 déc. 2018	Échéance		
		À fin 2019	de 2020 à 2024	2025 et au-delà
Engagements sur marchés				
Garanties de bonne fin et autres	205	178	11	16
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	8 117	370	4 800	2 947
Engagements de financement				
Sûretés personnelles données	-	-	-	-
Garanties cautions et avals aux filiales	5 614	995	3 562	1 057
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	-	-	-	-
Autres engagements donnés				
Garanties sur convention de cessions d'activités	4 792	957	175	3 660
Engagements de location simple	108	51	56	1
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

Les engagements sur marchés comprennent les garanties données par ENGIE SA sur des contrats opérationnels pour elle-même, et pour le compte de ses filiales pour un total de 8 322 millions d'euros au 31 décembre 2018.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 5 614 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 4 792 millions d'euros portent notamment sur les engagements donnés lors des cessions :

- de Nalco (activité eau aux États-Unis), ENGIE SA est contre-garant en cas de défaillance des vendeurs Leo Holding et Nalco International SAS à échéance 2019 ;
- d'ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 2 751 millions d'euros à échéance 2026 ;
- d'une participation de 10% dans le train 1 de l'usine de liquéfaction Atlantic LNG à Trinité et Tobago pour un maximum de 742 millions d'euros à échéance 2026 ;
- pour EFOG (champs pétroliers en mer du Nord), ENGIE SA est garant vis-à-vis d'ELF EXPLORATION UK LIMITED, suite à la cession en décembre 2011 de sa participation de 22,5%, pour une durée de 7 ans contre les litiges fiscaux ;
- de l'activité du GNL à ELF Aquitaine (Groupe Total) à échéance 2021.

Les engagements de location simple pour 108 millions d'euros correspondent à la valeur des loyers actualisés restant à couvrir jusqu'aux échéances des baux de locations immobilières dans le cadre de l'activité d'ENGIE SA. Certains loyers d'immeubles étant refacturés à des filiales du Groupe, les engagements correspondants figurent en engagements reçus.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- aux autorités de Hong-Kong pour les contrats obtenus par Sita devenue SUEZ Environnement, puis SUEZ, qui contre-garantit ENGIE SA pour ces mêmes montants :
  - exploitation de la décharge Nent en partenariat avec les groupes Newworld et Guandong à échéance 2063,
  - exploitation de différents sites de décharge, dont Went, NWNT à échéance 2033 et Pillar Point à échéance 2036 à l'origine en partenariat avec Swire Pacific Ltd. Cette dernière ayant cédé en décembre 2009 sa participation dans la filiale commune à SUEZ Environnement, propriétaire maintenant à 100% de la filiale concernée, les garanties ont été réémises à cette occasion par ENGIE SA (étant précisé qu'en cas d'appel en garantie pour une cause afférente à la période de co-gestion, le groupe Swire a consenti un engagement d'indemnisation maintenant pour cette période le partage 50/50 de la responsabilité ultime entre les deux groupes) ;
- à «Ayr Environnemental Services» et «Caledonian Environnemental Services», sociétés écossaises, pour les contrats de construction de station d'assainissement d'eaux usées et de traitement des boues obtenus par le groupe de constructeurs Degrémont SA/AMEC Capital Projects Ltd ;
- au «Lord Mayor Aldermen and Burgesses of Cork» pour le contrat de construction et d'exploitation de station d'assainissement d'eaux usées de la ville de Cork à échéance 2024 obtenu par un consortium composé de deux filiales d'ENGIE SA, de Dumez GTM filiale de Vinci, de Pj Hegarty & Sons and Electrical & Pump Services, chacun des membres du consortium et Vinci contre-garantissant ENGIE SA ;
- en 2008, SUEZ Environnement, devenue SUEZ en 2016, a pris un engagement de contre-garantie pour l'ensemble des garanties données par ENGIE SA pour le pôle environnement et non déjà contre-garanties par elle ;
- dans le cadre de la filialisation en 2000 des activités eau et assainissement, le transfert des contrats locaux de délégation de service public à la société Lyonnaise des Eaux était assorti d'une garantie de bonne exécution à échéance 2028 par ENGIE SA. Au 31 décembre 2018, il subsiste 58 contrats de ce type ;
- dans l'activité exploration-production, il est d'usage que la maison-mère apporte des garanties aux pouvoirs publics concernés, généralement illimitées, destinées à couvrir les obligations de leurs filiales et les risques environnementaux. ENGIE SA est amenée à émettre diverses garanties de cette nature, conformément aux pratiques de ce secteur d'activité.

ENGIE SA s'est en outre engagé à garantir Société d'Infrastructures Gazières (SIG), suite à l'entrée de cette dernière en juillet 2011 dans le capital de GRTgaz, proportionnellement à son pourcentage de détention (25%), pendant 20 ans, contre toutes pertes subies par elle du fait de l'inexactitude de la déclaration spécifique relative à l'absence de pollution sur les terrains détenus ou exploités par GRTgaz qui serait de nature à imposer des travaux de dépollution à la charge de GRTgaz, dont le coût ne serait pas pris en charge par le tarif.

17.1.6 Autres engagements reçus à caractère financier

		Échéance		
En millions d'euros	**Total au 31 déc. 2018**	**À fin 2019**	**de 2020 à 2024**	**2025 et au-delà**
Engagements sur marchés				
Garanties reçues	-	-	-	-
Engagements de financement				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 585	535	11 550	500
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
Autres engagements reçus				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 030	30	1 000	-
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	404	38	175	191
Engagements de crédit-bail	-	-	-	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2022, et de 5 000 millions d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en décembre 2023. 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.

17.2 Engagements relatifs aux matières premières

17.2.1 Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère en partie grâce à des contrats long terme dont une partie en «*take-or-pay*». Ces engagements long terme rendent possible le financement d'infrastructures de production et de transport coûteuses. Selon ces contrats, le vendeur s'engage à long terme à servir l'acheteur, moyennant un engagement de ce dernier à payer des quantités minimales qu'il en prenne livraison ou non. Ces engagements sont assortis de dispositions de sauvegarde (force majeure) et de flexibilité de volume permettant de gérer les aléas (principalement climatiques) de la demande ainsi que les aléas techniques.

Afin de faire face à la demande de gaz naturel de ses clients à moyen et long terme, ENGIE SA a sécurisé ses approvisionnements par ce type de contrats dont la durée peut atteindre 25 ans.

Ces contrats comportent des engagements réciproques portant sur des quantités déterminées de gaz :

- un engagement d'ENGIE SA d'enlever des quantités minimales ;
- un engagement des fournisseurs de mettre à disposition des quantités à des prix compétitifs.

La compétitivité de ces contrats est assurée par des formules de prix indexées et des mécanismes de révision de prix. ENGIE SA réalise la majeure partie de ses achats dans le cadre de ces contrats.

Au 31 décembre 2018, les engagements d'ENGIE SA sont de 449 TWh à moins d'un an, 1 480 TWh entre deux et cinq ans et 2 004 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 2018, les engagements d'ENGIE SA sont de 181 TWh d'achats à terme et 420 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 transports terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2018, les engagements d'ENGIE SA sont de 154 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 5 TWh pour les ventes à terme d'électricité. Par ailleurs, dans le cadre de ses activités d'intermédiaire sur les quotas de CO_2, ENGIE SA a souscrit en volume d'achats pour 24 480 kg de quotas de CO_2.

17.2.2 Produits dérivés

Dans le cadre de son activité d'achats et de ventes 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 plafond (*calls*) ou plancher (*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.

INSTRUMENTS COMPTABILISÉS EN POSITIONS OUVERTES ISOLÉES

	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2018 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2017 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
Swaps (position acheteur)						
Gaz naturel	369 178	124 050	158 515	8 688	784	985 780
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	160 266
Électricité	3 811	516	5	166	97	11 343
CER EUA - CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Swaps (position vendeur)						
Gaz naturel	(331 021)	(79 848)	(143 869)	(8 116)	(378)	(1 376 421)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	(90 604)
Électricité	(3 397)	(516)	(5)	(174)	(64)	(10 603)
CER EUA - CO_2 (1)	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	58 291	42 707	-	(35)	5	49 653
Produits pétroliers	-	5 574	-	-	18	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(49 677)	(28 832)	-	17	-	(49 254)
Produits pétroliers	-	(5 574)	-	53	(73)	-
Électricité	-	-	-	-	-	-

(1) En kg de quotas de CO_2.

17.2.2.1 Instruments comptabilisés en comptabilité de couverture

	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2018 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2017 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
Swaps (position acheteur)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	74 955
Swaps (position vendeur)						
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-

17.2.2.2 Contrats à livraison physique

	Notionnel au 31 déc. 2018 en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31 déc. 2018 en millions d'euros	Notionnel au 31 déc. 2017 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
Forward (position acheteur)						
Gaz naturel	1 194 398	25 305	154 123	165	132	478 423
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	46 334	22 385	9 110	3 637	958	73 873
CER EUA - CO_2 [1]	13 272	6 437	4 771	28	14	347
Forward (position vendeur)						
Gaz naturel	(830 475)	(258 668)	(130 091)	(32)	(259)	(524 355)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(30 751)	(8 784)	(4 716)	(1 932)	(678)	(39 329)
CER EUA - CO_2 [1]	-	-	-	-	-	-
Options (position acheteur)						
Gaz naturel	80 063	59 107	-	(35)	62	31 706
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	957	900	7 517	(96)	64	6 904
Options (position vendeur)						
Gaz naturel	(145 614)	(78 798)	(27 134)	189	(166)	(48 428)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(4 177)	(5 543)	(5 191)	135	(132)	(5 437)

(1) En kg 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. 2018 (1)**	**Au 31 déc. 2017**	**Au 31 déc. 2018**	**Au 31 déc. 2017**	**Au 31 déc. 2018**	**Au 31 déc. 2017**
RETRAITE	**2 015**	**2 156**	**281**	**267**	**2 296**	**2 423**
Régime	2 015	2 156	281	267	2 296	2 423
IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi	**276**	**297**	**27**	**30**	**304**	**327**
Avantage en nature énergie et eau	163	172	5	6	168	178
Indemnités de fin de carrière	48	57	-	-	48	57
Indemnités de secours immédiat	51	53	-	-	51	53
Autres (2)	14	15	22	24	36	39
Autres engagements envers le personnel	**79**	**88**	**-**	**-**	**79**	**88**
Pensions d'invalidité et autres	71	80	-	-	71	80
Médailles du travail	8	8	-	-	8	8
TOTAL	**2 371**	**2 542**	**308**	**297**	**2 679**	**2 839**

(1) Dont 98 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 :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime des IEG	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**
Taux d'actualisation	2,06%	2,04%	2,07%	2,04%	1,75%	1,66%	2,06%	2,04%
Taux d'inflation	1,82%	1,81%	1,82%	1,81%	1,82%	1,79%	1,82%	1,81%
Durée résiduelle de service	20 ans	19 ans	20 ans	19 ans	20 ans	19 ans	20 ans	19 ans

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG SUEZ	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**
Taux d'actualisation	1,50%	1,60%					1,50%	1,60%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%					1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service								

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
Régime hors IEG Cie Financière	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**
Taux d'actualisation	1,50%	1,60%	1,50%	1,60%			1,50%	1,60%
Taux d'inflation	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%			1,80%	1,80%
Durée résiduelle de service	2 ans	2 ans					2 ans	2 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 17%.

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 SA par ENGIE SA :
  - le régime de retraite complémentaire de 1953, régime fermé depuis le 31 décembre 1988,
  - les régimes, fermés à ce jour, de l'ex-Compagnie de SUEZ (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière),
  - le régime de retraite complémentaire cadres supérieurs, commun à l'ensemble des sociétés de l'eau (régimes de rentes basées sur le salaire de fin de carrière).

Pensions du Régime des IEG

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1er janvier 2005, affiliés de plein droit à la Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières (CNIEG). La CNIEG est un organisme de sécurité sociale de droit privé placé sous la tutelle conjointe des ministres chargés de la Sécurité sociale et du Budget. Les conditions de détermination de droits à la retraite, fixées par le statut national du personnel (décret du 22 juin 1946), relèvent des pouvoirs publics. Les entreprises n'ont pas, juridiquement, la possibilité d'en modifier les termes.

Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont 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 SA bénéficient des avantages suivants au titre des avantages postérieurs à l'emploi : une prime eau et un régime de complémentaire santé.

La méthode retenue pour évaluer les engagements est celle des «unités de crédit projetées».

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

18.2.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des IEG prévoit que l'ensemble des agents (actifs et inactifs) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie. Cet avantage recouvre la fourniture de gaz et d'électricité à tarif préférentiel.

L'engagement relatif à la fourniture de gaz aux agents d'ENGIE SA et d'EDF correspond à la valeur actuelle probable des kWh à fournir aux agents ou à leurs ayants droit pendant la phase de retraite, valorisée sur la base du coût de revient unitaire. À cet élément s'ajoute la valeur probable du prix de l'accord d'échange d'énergie avec EDF.

18.2.2 Les indemnités de fin de carrière

Depuis le 1er juillet 2008, les agents (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent) perçoivent, lors de leur départ en retraite, une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

18.2.3 Les rentes accidents du travail et de maladies professionnelles

Comme les salariés relevant du régime général, les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

18.3 Variation de la valeur actualisée des engagements

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**	**2018**	**2017**
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 156**	**2 211**	**298**	**333**	**89**	**94**	**267**	**316**	**29**	**33**	**-**	**-**	**2 839**	**2 986**
Impacts fusion et filialisations	(6)	(5)	(2)	(5)	(1)	(2)	-	-	-	-	-	-	(9)	(12)
Coût des services passés : modifications de régimes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût des services rendus de la période	33	31	7	8	11	11	-	1	-	-	-	-	52	51
Charges d'intérêt sur obligation	41	43	6	7	1	1	4	4	-	-	-	-	53	55
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	(119)	(36)	(30)	(44)	(15)	(7)	26	(36)	-	(2)	-	-	(139)	(125)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) [1]	(89)	(88)	(3)	(1)	(7)	(9)	(16)	(18)	(2)	(2)	-	-	(116)	(118)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 015**	**2 156**	**276**	**298**	**79**	**88**	**281**	**267**	**27**	**29**	**-**	**-**	**2 679**	**2 838**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 116 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 118 millions d'euros au 31 décembre 2017.

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 SA 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 2018, ENGIE SA a provisionné 98 millions d'euros, contre 103 millions d'euros en 2017, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 5 millions d'euros.

ÉVOLUTION DES PROVISIONS SUR ENGAGEMENTS SOCIAUX

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Retraites [1]		IFC et Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture (provisionnée)	-	-	13	14	80	86	7	7	3	5	-	-	103	112
Impacts fusion et filialisations	-	-	-	-	(1)	(1)	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Coût des services rendus de la période	-	-	1	1	11	11	-	-	-	-	-	-	12	12
Charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	-	1	1
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	-	-	(5)	(7)	-	-	-	-	-	-	(5)	(7)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	-	-	(2)	(2)	(7)	(10)	(1)	-	(2)	(2)	-	-	(12)	(14)
Autres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture (provisionnée)	-	-	12	13	79	80	6	7	1	3	-	-	98	103

(1) En 2018, comme en 2017, il s'agit exclusivement des engagements de retraite hors IEG.
(2) Indemnités congés exceptionnels (12 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-SUEZ (0,5 million d'euros) et prime eau (0,5 million d'euros).
(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (49 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (20 millions d'euros), d'amiante (2 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 2018 par ces fonds assurantiels pour un montant de 83 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 775 millions d'euros au 31 décembre 2018 contre 1 937 millions d'euros au 31 décembre 2017.

18.6 Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Régime des IEG						Régime hors IEG							
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total	
En millions d'euros	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 696**	**1 696**	**27**	**28**	**-**	**-**	**214**	**201**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 937**	**1 925**
Impacts fusion et filialisations	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-
Rendement attendu des actifs	33	33	-	-	-	-	3	2	-	-	-	-	36	35
Primes nettes de frais de gestion	-	-	-	-	-	-	1	16	-	-	-	-	1	16
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	(119)	32	(2)	(1)	-	-	6	10	-	-	-	-	(115)	41
Prestations payées pour les actifs de couverture	(66)	(65)	(2)	-	-	-	(15)	(15)	-	-	-	-	(83)	(80)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 544**	**1 696**	**22**	**27**	**-**	**-**	**209**	**214**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1 775**	**1 937**

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Régime des IEG						Régime hors IEG					
	Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Retraites		IFC et autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Rendement réel des actifs de couverture	**(5,2)%**	**4,1%**	**(5,2)%**	**4,1%**	**0,0%**	**0,0%**	**2,9%**	**2,8%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**

Le taux de rendement réel des actifs retenu pour l'exercice 2018 est de -5,22% pour les actifs de couverture retraite et de -5,22% également pour les autres actifs sur régime des IEG.

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2018 est de 2,87% pour les actifs de couverture retraite pour les actifs du régime hors IEG.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	Régime des IEG		Régime hors IEG	
	2018	2017	2018	2017
Placements actions	28%	29%	8%	10%
Placements obligataires	67%	63%	82%	82%
Autres (y compris monétaires)	5%	8%	9%	8%
	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 2018 s'élève à 7 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 a 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 2018 contre 5,5 millions d'euros en 2017.

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.

19.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) a publié une délibération le 18 janvier 2018 pour fixer le niveau de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1er janvier 2018. Cette rémunération est donc prise en compte dans les coûts couverts par le tarif d'acheminement et donc in fine supportés par les utilisateurs. Le 18 juin 2018, le Comité de règlement des différends et des sanctions (Cordis) de la CRE chargé par la Cour d'appel d'évaluer le quantum de la prestation de gestion de clientèle a enjoint à GRDF de proposer à Direct Energie (pour le passé-depuis 2005 et pour le futur) et à ENI (pour le passé-depuis le 2 juin 2016 et pour le futur) un nouvel avenant prévoyant une rémunération de 91 €/an pour les clients T3, T4 et TP et 8,10 €/an pour les clients T1 et T2. Un recours devant la Cour d'appel de Paris contre cette décision du 18 juin 2018 a été formé tant par GRDF que par Direct Energie et ENI. La CRE a été appelée à déposer ses observations en décembre 2018. Une décision pourrait être rendue courant 2e trimestre 2019.

En ce qui concerne les prestations de gestion de clientèle effectuées pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution pour le secteur de l'électricité (en l'espèce ERDF devenue ENEDIS), à la suite d'un recours intenté par ENGIE, le Conseil d'État dans un arrêt du 13 juillet 2016, vient également de rappeler le même principe d'une rémunération du fournisseur par le gestionnaire de réseau de distribution. Dans cette même décision, le Conseil d'État n'a pas reconnu à la CRE le droit de mettre en place un seuil de clientèle au-delà duquel cette rémunération ne pouvait pas être accordée et qui empêchait ENGIE d'en bénéficier jusqu'à présent. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. ENGIE a également déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour obtenir son annulation uniquement pour la période antérieure au 1er janvier 2018.

19.3 Précompte

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession sans recours de la créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ (désormais ENGIE) pour un montant de 995 millions d'euros (créance afférente aux montants de précompte payés au titre des exercices 1999 à 2003). Elle a partiellement mis en recouvrement l'impôt sur les sociétés en résultant à hauteur d'un montant de 89,6 millions d'euros en mai 2016. ENGIE s'est acquitté de cette somme et a introduit une requête introductive d'instance devant le Tribunal Administratif de Montreuil en juillet 2017.

Concernant le contentieux précompte proprement dit, le 1er février 2016, le Conseil d'État a refusé l'admission du pourvoi en cassation pour les demandes de remboursement de précompte afférent aux exercices 1999/2000/2001 et des instances sont encore en cours devant les juridictions d'appel pour les demandes de remboursement afférentes aux exercices 2002/2003/2004.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE et 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.

19.4 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnement et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite en Uruguay le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes. Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage avec siège à Madrid, sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI), et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains ; ENGIE a été formellement cité dans cette procédure le 5 décembre 2018. Les deux procédures sont pendantes.

NOTE 20 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

Jusqu'au 10 janvier 2017, l'État détenait 32,76% du capital d'ENGIE SA lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration. À cette date, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE SA dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Le 5 septembre 2017, l'État a de nouveau cédé 4,1% du capital d'ENGIE SA via un placement institutionnel accéléré, tout en cédant de manière concomitante à ENGIE SA une fraction de 0,46% de son capital. Enfin, dans le cadre de l'opération d'actionnariat salarié LINK 2018 et suite à la cession par l'État de 4,1% du capital d'ENGIE SA intervenue en janvier 2017, l'État a cédé en juillet 2018 à ENGIE SA une fraction de 0,46% de son capital. A l'issue de cette opération, l'État détient désormais 23,64% du capital et 34,51% des droits de vote d'ENGIE SA.

L'État dispose 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 SA 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.

Le 6 novembre 2015, l'État et ENGIE SA ont renouvelé le Contrat de service public qui précise leur mise en œuvre, confortant ainsi les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- au titre de ses missions de service public, ENGIE SA réaffirme ses engagements en matière de sécurité d'approvisionnement, de qualité des relations avec la clientèle, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, de développement durable et de protection de l'environnement, ainsi qu'en matière de recherche ;
- au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat confirme le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France issu du décret du 18 décembre 2009 (et qui prévoit notamment l'évolution des tarifs réglementés en fonction des coûts engagés), tout en précisant le cadre transitoire engendré par la suppression des tarifs réglementés pour les professionnels.

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 sont régulés.

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 18 «Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel».

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 2018 au Directeur Général et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 20 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 29 millions d'euros au 31 décembre 2018.

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 2018.

NOTE 22 Événements postérieurs à la clôture

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2018.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

Les seuils dont les franchissements sont présentés dans cette Note sont de 10% et 50% correspondant aux pourcentages de détention à partir desquels une entité détenue devient respectivement une participation et une filiale selon le code du commerce.

Cessions totales ou partielles

	% au 31 déc. 2017	% au 31 déc. 2018	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres cédés *(en euros)*	Secteur d'activité
Filiales [1]						
ADILONE	100%	-	X		3 966	Autres
FLIPAREC	100%	-	X		32 677	Autres
Storengy SA France	100%	-	X		2 388 000 000	Stockage
Participations [2]						
CLIMADEF	10%	-		X	84 964	Autres
METHAMOLY	13%	-	X		36 750	Production biométhane

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieur à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

Achats totaux ou partiels

	% au 31 déc. 2017	% au 31 déc. 2018	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 Energy Services International	-	100%	X		3 907 736 754	Holding
ENGIE Investissements 65	-	100%	X		36 613	Autres
Reservoir Sun	-	50%		X	2 000 000	Énergie solaire
Storengy SAS	-	100%	X		2 733 137 029	Stockage
Participations [2]						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieur 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

	2018	2017	2016	2015	2014
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
Nombre maximum d'actions futures à créer					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	4 775 429	10 777 079	20 823 223
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	27 833	20 585	17 939	19 891	24 562
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	2 960	2 431	245	391	390
Impôts sur les sociétés (en valeur négative = produit d'impôt)	(549)	(1 001)	(672)	(540)	(378)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1 102	1 421	448	268	411
Montant des dividendes distribués (y compris part des actions propres)	2 718	1 700	2 416	2 414	2 402
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt, participation des salariés mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	1,44	1,41	0,38	0,38	0,32
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,45	0,58	0,18	0,11	0,17
Dividende versé par action	1,12	0,70	1,00	1,00	1,00
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	4 400	4 873	5 182	5 461	5 879
Montant de la masse salariale de l'exercice	289	317	332	343	357
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la Sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales...)	362	269	256	262	330

Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018 de verser un dividende unitaire de 1,12 euro par action, soit un montant total de 2 718 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2018. Ce dividende unitaire proposé comporte un dividende ordinaire de 0,75 euro par action et un dividende exceptionnel de 0,37 euro par action. Il sera majoré de 10% pour toute action détenue au nominatif depuis plus de 2 ans au 31 décembre 2018 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Exercice clos le 31 décembre 2018

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 2018, tels qu'ils sont joints au présent rapport.

Nous certifions que les comptes annuels sont, au regard des règles et principes comptables français, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du résultat des opérations de l'exercice écoulé ainsi que de la situation financière et du patrimoine de la société à la fin de cet exercice.

L'opinion formulée ci-dessus est cohérente avec le contenu de notre rapport au comité d'audit.

Fondement de l'opinion

Référentiel d'audit

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Les responsabilités qui nous incombent en vertu de ces normes sont indiquées dans la partie « Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels » du présent rapport.

Indépendance

Nous avons réalisé notre mission d'audit dans le respect des règles d'indépendance qui nous sont applicables, sur la période du 1er janvier 2018 à la date d'émission de notre rapport, et notamment nous n'avons pas fourni de services interdits par l'article 5, paragraphe 1, du règlement (UE) n° 537/2014 ou par le Code de déontologie de la profession de commissaire aux comptes.

Justification des appréciations - Points clés de l'audit

En application des dispositions des articles L. 823-9 et R. 823-7 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les points clés de l'audit relatifs aux risques d'anomalies significatives qui, selon notre jugement professionnel, ont été les plus importants pour l'audit des comptes annuels de l'exercice, ainsi que les réponses que nous avons apportées face à ces risques.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le contexte de l'audit des comptes annuels pris dans leur ensemble et de la formation de notre opinion exprimée ci-avant. Nous n'exprimons pas d'opinion sur des éléments de ces comptes annuels pris isolément.

Estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

[notes 1 et 13]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires relatif aux ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable. En effet, les données de relève par compteur sont transmises par les gestionnaires de réseaux avec parfois plusieurs mois de décalage avec la livraison, ce qui conduit votre société à estimer l'énergie livrée et non relevée en fin de période. Au 31 décembre 2018, les créances relatives au chiffre d'affaires en compteur (gaz et électricité livrés non relevés et non facturés) s'élèvent à 1.663 millions d'euros. Ces créances sont déterminées sur la base d'une méthode prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur consommation historique, qui s'appuie sur les outils de mesure et les modèles d'estimation dont dispose votre société et qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires réalisé et de vérifier cette estimation a posteriori. Cette estimation est corroborée avec l'allocation transmise par les gestionnaires de réseaux. Les volumes ainsi estimés sont valorisés au « prix moyen de l'énergie ». Celui-ci tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté de l'énergie en compteur. Compte tenu des montants en jeu et de la sensibilité de l'estimation aux hypothèses de volumes et de prix moyens de l'énergie retenues, nous avons considéré l'estimation de la quote-part de chiffre d'affaires livré et non relevé à la date de clôture comme un point clé de l'audit.	Les travaux que nous avons effectués ont principalement consisté à : - prendre connaissance des procédures de contrôle interne relatives à la chaîne de facturation et des processus permettant la fiabilisation des estimés comptables sur l'énergie en compteur ; - évaluer la pertinence des modèles d'estimation et examiné les modalités de calcul des volumes d'énergie estimés, en incluant un spécialiste dans notre équipe d'audit. Nous avons également : - comparé les informations sur les volumes livrés déterminées par le Groupe avec les données de relève transmises par les gestionnaires de réseaux ; - contrôlé que que les modalités de calcul du prix moyen applicable aux volumes livrés et non relevés sur la période, prennent correctement en compte l'antériorité de l'énergie en compteur et les différentes typologies de clients ; - analysé la cohérence des volumes livrés avec le Bilan énergie, qui correspond à la réalité physique des opérations d'emplois (ventes, injections et stocks) et de ressources (achats, soutirages et stocks) d'énergie sur les réseaux, préparé par votre société ; - apprécié la régularité de l'apurement du stock d'énergie en compteur au cours de l'exercice ; - apprécié l'antériorité du stock d'énergie en compteur à la clôture.

Evaluation des titres de participation
[notes 1 et 4]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Les titres de participation s'élèvent à 74.667 millions d'euros au 31 décembre 2018 (68.302 millions d'euros en valeur nette) et incluent la quote-part du mali technique issu de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 qui leur est affectée pour 285 millions d'euros (mali technique intégralement déprécié fin 2018). Les titres de participation acquis sont comptabilisés à leur valeur d'achat augmentée des frais accessoires externes directement liés. Comme indiqué dans la section « Immobilisations financières » de la note 1 de l'annexe aux comptes annuels, une dépréciation est constituée pour ramener la valeur comptable des titres pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable à leur valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. La valeur d'utilité est déterminée notamment par référence à la valeur intrinsèque correspondant à l'actif net réévalué des plus-values latentes, ou à la valeur de rendement qui correspond à la moyenne des 20 derniers cours de Bourse de l'exercice, ou aux flux de trésorerie attendus (« *Discounted Cash Flow* » ou « *Dividend Discount Model* »), et en prenant en compte les éventuelles couvertures de change. Comme indiqué dans la note 4.3, les flux de trésorerie attendus proviennent du budget 2019 et du plan d'affaires à moyen terme 2020-2021 approuvés par le comité exécutif et le 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 du Groupe pour la période 2022-2040 approuvé en décembre 2018 par le comité exécutif. Tel que mentionné dans la note 4.2, les dépréciations constatées à hauteur de 2.161 millions d'euros en 2018 portent notamment sur les titres de participation dans Electrabel (1.155 millions d'euros), COGAC (589 millions d'euros), et SUEZ (393 millions d'euros). L'évaluation des titres de participation est considérée comme un point clé de l'audit compte tenu de leur importance au bilan (75% du total actif) et en raison des jugements nécessaires à l'estimation de leur valeur d'utilité.	Nous avons apprécié les procédures d'approbation des estimations par la Direction. Nous avons examiné les principales données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination des valeur d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses et vérifié les calculs effectués par votre société, en incluant dans notre équipe d'audit, pour les sujets les plus complexes, nos experts en évaluation. Nos travaux ont notamment consisté à : - examiner les méthodes d'évaluation retenues pour estimer les valeurs d'utilité ; - apprécier la cohérence des hypothèses du scénario de référence à long terme du groupe (prix et demande de l'électricité et du gaz, prix du CO_2, du charbon et du pétrole, inflation) avec des études externes réalisées par des organismes internationaux ou des experts de l'énergie ; - apprécier la cohérence des hypothèses opérationnelles et régulatoires propres à chacune des entités retenues pour établir les prévisions de flux de trésorerie ; - examiner les modalités de détermination des taux d'actualisation et apprécier leur cohérence avec les hypothèses de marché sous-jacentes, avec l'aide de spécialistes internes ; - apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes annuels. S'agissant des modalités de détermination des flux de trésorerie prévisionnels, nos travaux ont notamment consisté à : - apprécier la cohérence des données de base avec le budget, le plan d'affaires à moyen terme et, au-delà, le scénario de référence du Groupe ; - apprécier la cohérence avec les performances passées et les perspectives de marché.

Evaluation des provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux
[notes 1, 10 et 19]

Point clé de l'audit	Notre réponse
Votre société est engagée dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges, procédures au titre de la concurrence, contentieux et enquêtes, avec des tiers ou des autorités judiciaires et/ou administratives y compris fiscales, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les principaux litiges pouvant avoir un impact significatif sur votre société sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels. Nous avons considéré ce sujet comme un point clé de l'audit compte tenu des montants en jeu et du niveau de jugement requis pour la détermination des provisions pour litiges, réclamations et risques fiscaux dans des contextes réglementaires multiples et en constante évolution.	Nos travaux ont principalement consisté à : - examiner les procédures mises en œuvre par votre société afin d'identifier et recenser l'ensemble des risques et litiges ; - corroborer ces analyses aux confirmations obtenues des avocats ; - apprécier l'analyse de la probabilité d'occurrence des risques effectuée par votre société ainsi que les hypothèses sur la base desquelles les provisions ont été estimées, au regard de la documentation correspondante et, le cas échéant, des consultations écrites des conseils externes de votre société. Nous avons également recours à nos experts pour les analyses les plus complexes ; - apprécier le caractère approprié de l'information donnée dans les notes de l'annexe aux comptes annuels.

Vérifications spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par les textes légaux et réglementaires.

Informations données dans le rapport de gestion et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur la sincérité et la concordance avec les comptes annuels des informations données dans le rapport de gestion du conseil d'administration et dans les autres documents sur la situation financière et les comptes annuels adressés aux actionnaires.

Nous attestons de la sincérité et de la concordance avec les comptes annuels des informations relatives aux délais de paiement mentionnées à l'article D. 441-4 du Code de commerce.

Rapport sur le gouvernement d'entreprise

Nous attestons de l'existence, dans le rapport du conseil d'administration sur le gouvernement d'entreprise, des informations requises par les articles L. 225-37-3 et L. 225-37-4 du Code de commerce.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-3 du Code de commerce sur les rémunérations et avantages versés 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 sociétés contrôlant votre société ou contrôlées par elle. Sur la base de ces travaux, nous attestons l'exactitude et la sincérité de ces informations.

Concernant les informations relatives aux éléments que votre société a considéré susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique d'achat ou d'échange, fournies en application des dispositions de l'article L. 225-37-5 du Code de commerce, nous avons vérifié leur conformité avec les documents dont elles sont issues et qui nous ont été communiqués. Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur ces informations.

Autres informations

En application de la loi, nous nous sommes assurés que les diverses informations relatives aux prises de participation et de contrôle et à l'identité des détenteurs du capital ou des droits de vote vous ont été communiquées dans le rapport de gestion.

Informations résultant d'autres obligations légales et réglementaires

Désignation des commissaires aux comptes

Nous avons été nommés commissaires aux comptes de la société ENGIE par votre assemblée générale du 19 mai 2008 pour le cabinet ERNST & YOUNG et Autres et du 16 juillet 2008 pour le cabinet DELOITTE & ASSOCIES.

Au 31 décembre 2018, nos cabinets étaient dans la onzième année de leur mission sans interruption.

Antérieurement, le cabinet ERNST & YOUNG Audit était commissaire aux comptes entre 1995 et 2007.

Responsabilités de la direction et des personnes constituant le gouvernement d'entreprise relatives aux comptes annuels

Il appartient à la direction d'établir des comptes annuels présentant une image fidèle conformément aux règles et principes comptables français ainsi que de mettre en place le contrôle interne qu'elle estime nécessaire à l'établissement de comptes annuels ne comportant pas d'anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs.

Lors de l'établissement des comptes annuels, il incombe à la direction d'évaluer la capacité de la société à poursuivre son exploitation, de présenter dans ces comptes, le cas échéant, les informations nécessaires relatives à la continuité d'exploitation et d'appliquer la convention comptable de continuité d'exploitation, sauf s'il est prévu de liquider la société ou de cesser son activité.

Il incombe au comité d'audit de suivre le processus d'élaboration de l'information financière et de suivre l'efficacité des systèmes de contrôle interne et de gestion des risques, ainsi que le cas échéant de l'audit interne, en ce qui concerne les procédures relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration.

Responsabilités des commissaires aux comptes relatives à l'audit des comptes annuels

Objectif et démarche d'audit

Il nous appartient d'établir un rapport sur les comptes annuels. Notre objectif est d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels pris dans leur ensemble ne comportent pas d'anomalies significatives. L'assurance raisonnable correspond à un niveau élevé d'assurance, sans toutefois garantir qu'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel permet de systématiquement détecter toute anomalie significative. Les anomalies peuvent provenir de fraudes ou résulter d'erreurs et sont considérées comme significatives lorsque l'on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elles puissent, prises individuellement ou en cumulé, influencer les décisions économiques que les utilisateurs des comptes prennent en se fondant sur ceux-ci.

Comme précisé par l'article L. 823-10-1 du Code de commerce, notre mission de certification des comptes ne consiste pas à garantir la viabilité ou la qualité de la gestion de votre société.

Dans le cadre d'un audit réalisé conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, le commissaire aux comptes exerce son jugement professionnel tout au long de cet audit. En outre :

- il identifie et évalue les risques que les comptes annuels comportent des anomalies significatives, que celles-ci proviennent de fraudes ou résultent d'erreurs, définit et met en œuvre des procédures d'audit face à ces risques, et recueille des éléments qu'il estime suffisants et appropriés pour fonder son opinion. Le risque de non-détection d'une anomalie significative provenant d'une fraude est plus élevé que celui d'une anomalie significative résultant d'une erreur, car la fraude peut impliquer la collusion, la falsification, les omissions volontaires, les fausses déclarations ou le contournement du contrôle interne ;
- il prend connaissance du contrôle interne pertinent pour l'audit afin de définir des procédures d'audit appropriées en la circonstance, et non dans le but d'exprimer une opinion sur l'efficacité du contrôle interne ;
- il apprécie le caractère approprié des méthodes comptables retenues et le caractère raisonnable des estimations comptables faites par la direction, ainsi que les informations les concernant fournies dans les comptes annuels ;
- il apprécie le caractère approprié de l'application par la direction de la convention comptable de continuité d'exploitation et, selon les éléments collectés, l'existence ou non d'une incertitude significative liée à des événements ou à des circonstances susceptibles de mettre en cause la capacité de la société à poursuivre son exploitation. Cette appréciation s'appuie sur les éléments collectés jusqu'à la date de son rapport, étant toutefois rappelé que des circonstances ou événements ultérieurs pourraient mettre en cause la continuité d'exploitation. S'il conclut à l'existence d'une incertitude significative, il attire l'attention des lecteurs de son rapport sur les informations 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 regles 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 8 mars 2019

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Patrick E. Suissa Olivier Broissand

ERNST & YOUNG et Autres

Charles-Emmanuel Chosson Stéphane Pédron

6

7

Informations complémentaires

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 398

7.1.1 Objet social 398

7.1.2 Organes d'administration et de direction 398

7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions 401

7.1.4 Modification des droits attachés aux actions 401

7.1.5 Assemblées Générales 401

7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations 402

7.1.7 Modification du capital 402

7.2 Contrats importants 403

7.3 Litiges et arbitrages - Concurrence et concentrations 403

7.4 Documents accessibles au public 403

7.5 Responsable du Document de Référence 404

7.5.1 Personne responsable du Document de Référence 404

7.5.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel 404

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières

Les principales dispositions légales, des statuts et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées ci-après, étant précisé que ces documents sont disponibles sur le site engie.com et au siège de la Société.

7.1.1 Objet social

Aux termes de l'article 2 des statuts, ENGIE a pour objet la gestion et la mise en valeur de ses actifs présents et futurs, en tous pays, par tous moyens, et notamment de :

- prospecter, produire, traiter, importer, exporter, acheter, transporter, stocker, distribuer, fournir, commercialiser du gaz combustible, de l'électricité ainsi que toute énergie ;
- réaliser le négoce de gaz, d'électricité ainsi que de toute énergie ;
- fournir des services de manière connexe aux activités précitées ;
- 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, la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ;
- étudier, concevoir et mettre en œuvre tous projets et tous travaux publics ou privés pour le compte de toutes collectivités 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 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, fonds de commerce, usines, ateliers 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.

7.1.2 Organes d'administration et de direction

Concernant la composition et le fonctionnement des organes d'administration et de direction, se référer à la Section 4.1 «Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise».

Conseil d'Administration

L'administration d'ENGIE est assurée par un Conseil d'Administration.

Le Conseil s'est doté d'un Règlement Intérieur à l'effet de préciser les modalités de son fonctionnement.

Le Règlement Intérieur du Conseil et la Charte de l'Administrateur s'adressent à chaque Administrateur, à chaque représentant permanent d'un membre du Conseil personne morale, au représentant du Comité central d'entreprise ou de l'organisme en tenant lieu, au Commissaire du gouvernement et plus généralement à chaque personne participant ou assistant ponctuellement ou en permanence aux réunions du Conseil.

Nomination des Administrateurs (article 13 des statuts)

La Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 22 membres au plus, en vertu des articles L. 225-17, L. 225-23 et L. 225-27 du Code de commerce.

Les Administrateurs sont élus par l'Assemblée Générale sous réserve des règles spécifiques applicables aux Administrateurs proposés par l'État ou au représentant de l'État, aux Administrateurs représentant les salariés et à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

Les Administrateurs proposés par l'État et le représentant de l'État sont nommés conformément aux dispositions des articles 4 et 6 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 relative à la gouvernance et aux opérations sur le capital des sociétés à participation publique.

Il est précisé qu'en vertu de l'article 4 de l'ordonnance, l'État peut désigner un représentant dans les organes délibérants des sociétés dont il détient plus de 10% du capital. En outre, l'article 6 de l'ordonnance prévoit qu'un ou plusieurs sièges au Conseil

d'Administration, dans la limite d'un nombre proportionnel à sa participation, sont réservés à des membres que l'État peut proposer.

Les Administrateurs représentants des salariés ainsi que le représentant des salariés actionnaires sont désignés conformément aux dispositions respectivement des articles L. 225-27 et suivants et L. 225-23 du Code de commerce et des statuts.

Droits et devoirs des Administrateurs (Charte de l'Administrateur)

Le Conseil représente collectivement l'ensemble des actionnaires, quelles que soient sa composition et l'origine de ses membres.

L'Administrateur doit agir en toutes circonstances dans l'intérêt social de l'Entreprise. Il exerce ses fonctions avec indépendance, loyauté et professionnalisme. Il veille à préserver en toutes circonstances son indépendance d'analyse, de jugement, de décision et d'action. Il s'interdit d'être influencé par tout élément étranger à l'intérêt social et alerte le Conseil sur tout élément de sa connaissance lui paraissant de nature à affecter les intérêts de l'Entreprise.

L'Administrateur est tenu à une obligation absolue de confidentialité à l'égard des informations qui lui sont communiquées dans le cadre de ses fonctions, ou débattues lors des réunions du Conseil. Il s'engage à préserver la confidentialité des informations communiquées. En particulier, les débats eux-mêmes, les procès-verbaux qui en rapportent les termes, les rapports et documents adressés au Conseil sont confidentiels et ne sont pas diffusables. En cas de manquement avéré au devoir de confidentialité par l'un des Administrateurs, le Président du Conseil étudie les suites, éventuellement judiciaires, à donner à ce manquement.

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. Il assiste aux Assemblées Générales d'actionnaires.

Il s'efforce d'obtenir dans les délais appropriés les éléments qu'il estime indispensables à son information pour délibérer au sein du Conseil en toute connaissance de cause et s'attache à mettre à jour les connaissances qui lui sont utiles et a le droit de demander à l'Entreprise les formations qui lui sont nécessaires pour le bon exercice de sa mission.

L'Administrateur contribue à la collégialité et à l'efficacité des travaux du Conseil et des Comités spécialisés éventuellement constitués en son sein. Il formule toute recommandation lui paraissant de nature à améliorer les modalités de fonctionnement du Conseil, notamment à l'occasion de l'évaluation périodique de celui-ci.

Il s'attache, avec les autres membres du Conseil, à ce que les missions de contrôle soient accomplies avec efficacité et sans entraves. En particulier, il veille à ce que soient en place dans l'entreprise les procédures permettant le contrôle du respect des lois et reglements, dans la lettre et dans l'esprit.

Il s'assure que les positions adoptées par le Conseil font l'objet, en ce qui concerne notamment l'approbation des comptes, du budget, des résolutions à soumettre à l'Assemblée Générale ainsi que sur les sujets importants concernant la vie des sociétés, de décisions formelles, correctement motivées et transcrites aux procès-verbaux de ses réunions.

Les droits et devoirs des Administrateurs sont décrits en détail dans la Charte de l'Administrateur annexée au Règlement Intérieur du Conseil d'Administration et publiée en intégralité sur le site internet du Groupe.

Durée de mandat des Administrateurs (article 13 des statuts)

Le mandat de l'ensemble des Administrateurs est de quatre ans. Les mandats des Administrateurs élus 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.

Le remplacement des Administrateurs nommés par l'Assemblée Générale dont le poste est devenu vacant en cours de mandat suite au décès ou à la démission d'un ou plusieurs sièges d'Administrateur 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.

Président et Vice-Présidents (article 16 des statuts)

Le Conseil d'Administration élit parmi ses membres un Président et un ou plusieurs Vice-Président(s).

En cas d'empêchement, le Président est remplacé, conformément à l'article 16 des statuts et 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, et, à défaut par un Administrateur choisi par le Conseil en début de séance.

Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires (article 13 des statuts)

Les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires ont le même statut, les mêmes pouvoirs et les mêmes responsabilités que les autres Administrateurs.

Les fonctions des Administrateurs élus par les salariés prennent fin soit à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire des actionnaires ayant statué sur les comptes de l'exercice écoulé et tenue après la date de la proclamation des résultats de l'élection que la Société est tenue d'organiser dans les conditions exposées à l'article 13.3.1 des statuts, soit en cas de rupture de leur contrat de travail, soit en cas de révocation dans les conditions prévues par les dispositions légales ou réglementaires en vigueur, soit pour les autres raisons qui sont prévues par la loi pour les Administrateurs désignés par l'Assemblée Générale.

En cas de vacance d'un siège d'Administrateur élu par les salariés, le siège vacant est pourvu conformément aux dispositions de l'article L. 225-34 du Code de commerce.

Sous réserve des règles relatives à la cooptation qui ne lui sont pas applicables, la cessation des fonctions de l'Administrateur représentant les salariés actionnaires sera soumise aux mêmes règles que celles applicables aux autres Administrateurs. En outre, son mandat prendra fin de plein droit en cas de perte de (i) sa qualité de salarié de la Société ou des sociétés ou groupements qui lui sont liés au sens de l'article L. 225-180 du Code de commerce ou (ii) de sa qualité d'actionnaire de la Société, individuellement ou par l'intermédiaire d'un fonds commun de placement d'entreprise, à moins, dans ce dernier cas, d'avoir régularisé sa situation dans un délai de trois mois.

En cas de vacance du poste d'Administrateur représentant les salariés actionnaires pour quelque raison que ce soit, la désignation des candidats à son remplacement s'effectuera dans les conditions prévues à l'article 13.3 des statuts, au plus tard avant la réunion de la plus prochaine Assemblée Générale ou, si celle-ci se tient moins de quatre mois après que le poste soit devenu vacant, avant l'Assemblée Générale suivante. Jusqu'à la date de sa nomination, le Conseil d'Administration pourra se réunir et délibérer valablement.

Commissaire du gouvernement (article 18 des statuts)

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 de ses Comités et peut présenter des observations à toute Assemblée Générale.

Direction Générale (articles 16 et 17 des statuts)

Sous réserve des pouvoirs que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires, des pouvoirs dont elle investit de façon spéciale le Conseil d'Administration et de la limite de l'objet social, ainsi que des dispositions des articles 13 à 15 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la Direction Générale de la Société est assumée, soit par le Président du Conseil d'Administration, soit par une autre personne physique nommée par le Conseil d'Administration et portant le titre de Directeur Général.

ENGIE a fait le choix de la séparation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général.

Le Président du Conseil d'Administration organise et dirige les travaux du Conseil, dont il rend compte à l'Assemblée Générale. Il veille au bon fonctionnement des organes de la Société et s'assure, en particulier, que les Administrateurs sont en mesure de remplir leur mission.

Le Directeur Général est investi des pouvoirs les plus étendus pour agir en toutes circonstances, au nom de la Société. Il exerce ses pouvoirs dans la limite de l'objet social et sous réserve de ceux que la loi attribue expressément aux assemblées d'actionnaires et au Conseil d'Administration.

Les informations relatives à l'exercice de la Direction Générale figurent aux Sections 4.1.3 «Direction Générale» et Section 4.1. «Rapport du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprises».

Décisions du Conseil d'Administration (article 14 des statuts)

Le Conseil se réunit sur la convocation du Président du Conseil d'Administration qui fixe le lieu de la réunion et l'ordre du jour. Tout Administrateur qui souhaite entretenir le Conseil d'une question non inscrite à l'ordre du jour en informe le Président préalablement à la séance, à charge pour ce dernier d'en informer le Conseil.

Lorsque le Conseil d'Administration ne s'est pas réuni depuis plus de deux mois, le tiers au moins des membres du Conseil d'Administration peut demander au Président de le convoquer sur un ordre du jour déterminé.

Le Président peut prendre l'initiative d'organiser des réunions du Conseil d'Administration par visioconférence, par télétransmission par internet ou par des moyens de télécommunication, dans les limites et sous les conditions fixées par la loi et la réglementation en vigueur et, le cas échéant, le Règlement Intérieur.

Les délibérations du Conseil d'Administration sont prises aux conditions du quorum et de majorité prévues par la loi. En cas de partage des voix, celle du Président de séance est prépondérante.

Conventions réglementées (article 19 des statuts)

Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre ENGIE et l'un des Administrateurs, son Directeur Général, un Directeur Général Délégué ou un actionnaire disposant d'une fraction des droits de vote supérieure à 10% ou, s'il s'agit d'une société actionnaire, la Société la contrôlant au sens de l'article L. 233-3 du Code de commerce, doit être soumise à l'autorisation préalable du Conseil d'Administration. Cette autorisation est également requise en cas de conventions conclues avec ENGIE et auxquelles une des personnes visées à la phrase précédente est indirectement intéressée, ainsi que des conventions intervenant entre ENGIE et une entreprise, si l'un des Administrateurs, le Directeur Général ou l'un des Directeurs Généraux Délégués, est propriétaire, associé indéfiniment responsable, gérant, Administrateur, membre du Conseil de Surveillance ou, de façon générale, dirigeant de cette entreprise.

Sans préjudice des formalités d'autorisation préalable et de contrôle prescrites par la loi et les statuts, les Administrateurs de la Société sont tenus de communiquer sans délai au Président toute convention conclue par la Société et à laquelle ils sont directement ou indirectement intéressés.

Les dispositions qui précèdent ne sont pas applicables aux conventions portant sur les opérations courantes et conclues à des conditions normales, ni aux conventions conclues entre deux sociétés dont l'une détient, directement ou indirectement, la totalité du capital de l'autre, le cas échéant déduction faite du nombre minimum d'actions requis pour satisfaire aux exigences de l'article 1832 du Code civil ou des articles L. 225-1 et L. 226-1 du Code de commerce.

Rémunération des membres du Conseil d'Administration (article 13.5 des statuts)

L'Assemblée Générale des actionnaires fixe le montant global annuel des jetons de présence alloués au Conseil d'Administration qui, sur recommandation du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, procède à la répartition de ladite rémunération entre ses membres par prélèvement sur l'enveloppe annuelle des jetons de présence.

Les frais exposés par les Administrateurs pour l'exercice de leur mandat sont remboursés par la Société sur justificatifs.

7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions

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. 225-123 du Code de commerce, toutes les actions nominatives et entièrement libérées, inscrites au nom d'un même bénéficiaire depuis deux ans au moins, bénéficient d'un droit de vote double (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.

Les dispositions de l'article 26.2 se sont appliquées pour la première fois pour le paiement du dividende à distribuer au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016, fixé par l'Assemblée Générale annuelle de 2017.

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 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément au Code de l'énergie et à la loi n° 2014-384 du 29 mars 2014, l'État doit détenir une participation minimum obligatoire en capital ou en droits de vote (voir Section 5.1.1.3 «Droits de vote»).

7.1.4 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 5.2.4 «Action spécifique»).

Conformément aux dispositions légales et réglementaires applicables, toute modification des statuts, qui définissent les droits attachés aux actions ENGIE, 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.

7.1.5 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, le 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).

7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations

Notifications lors des franchissements de seuil (article 9 des statuts)

Outre les seuils prévus par l'article L. 233-7 du Code de commerce toute personne physique ou morale agissant seule ou de concert qui vient à détenir directement ou indirectement une fraction du capital ou de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, égale ou supérieure à 0,5%, a l'obligation d'en informer la Société par lettre recommandée avec accusé de réception, dans un délai de cinq jours de bourse à compter du franchissement dudit seuil de 0,5%, en lui précisant son identité ainsi que celle des personnes agissant de concert avec elle, et en indiquant le nombre total d'actions, de droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital qu'elle possède seule directement ou indirectement ou encore de concert. Cette obligation d'information porte également sur la détention de chaque fraction additionnelle de 0,5% du capital ou des droits de vote ou de titres donnant accès à terme au capital de la Société, étant précisé que la détermination des seuils à déclarer en application du présent paragraphe est réalisée conformément aux dispositions des articles L. 233-7 et L. 233-9 du Code de commerce et à la réglementation en vigueur. Cette même obligation d'information s'applique selon les mêmes délais, en cas de franchissement à la baisse du seuil de 0,5% ou d'un multiple de celui-ci.

L'intermédiaire inscrit comme détenteur d'actions conformément au septième alinéa de l'article L. 228-1 du Code de commerce est tenu, sans préjudice des obligations des propriétaires des actions, d'effectuer les déclarations prévues au présent article, pour l'ensemble des actions au titre desquelles il est inscrit en compte.

Conformément aux dispositions de l'article L. 233-7 du Code de commerce, en cas de non-respect des dispositions qui précèdent, un ou plusieurs actionnaires détenant plus de 0,5% du capital ou des droits de vote pourra demander l'application des sanctions prévues aux deux premiers alinéas de l'article L. 233-14 du Code de commerce.

Identification des titres au porteur (article 9 des statuts)

En vue de l'identification des titres au porteur, la Société peut demander dans les conditions légales et réglementaires et sous les sanctions prévues par le Code de commerce, au dépositaire central qui assure la tenue du compte émission de ses titres, les renseignements permettant l'identification des détenteurs de titres de la Société conférant immédiatement ou à terme le droit de vote dans ses assemblées d'actionnaires et notamment la quantité de titres détenue par chacun d'eux.

S'il s'agit de titres de forme nominative, donnant immédiatement ou à terme accès au capital, l'intermédiaire inscrit dans les conditions prévues par le Code de commerce est tenu de révéler l'identité des propriétaires de ces titres, sur simple demande de la Société ou de son mandataire, laquelle peut être présentée à tout moment.

L'inobservation par les détenteurs de titres ou les intermédiaires de leur obligation de communication des renseignements visés ci-dessus peut, dans les conditions prévues par la loi, entraîner la suspension voire la privation du droit de vote et du droit au paiement du dividende attachés aux actions.

7.1.7 Modification du capital

Le capital social peut être augmenté, réduit ou amorti dans les conditions prévues par la loi, sous réserve des dispositions particulières relatives à la participation de l'État dans le capital et à l'action spécifique de l'État précisées à l'article 6 des statuts (se référer également à la Section 7.1.3 «Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions»).

7.2 Contrats importants

Les principaux contrats du Groupe, autres que les contrats conclus dans le cadre normal des affaires, sont les suivants :

Contrats finalisés en 2017

- Contrat de cession d'un portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux Etats-Unis – voir Document de Référence 2017 Section 6.2 Comptes consolidés, Note 4.2.1.

Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2017 et finalisés en 2018

- Contrat de cession des activités d'exploration-production à Neptune Energy – voir Section 6.2 Comptes consolidés, Note 5.1.2
- Contrat de cession des activités dans le gaz naturel liquéfié à Total – voir Section 6.2 Comptes consolidés, Note 5.1.4

Contrats en cours à la clôture de l'exercice 2018

- Contrat de cession de la participation d'ENGIE dans la société Glow en Thaïlande à Global Power Synergy Public Company Ltd. – voir Section 6.2 Comptes consolidés, Note 5.2.1.

Contrats signés postérieurement à la clôture de l'exercice 2018

- Néant

Contrats d'emprunts et de financement

- Voir Section 6.4 Comptes sociaux, Notes 11 - 11.2.1 & 11.2.2 et Section 6.2 Comptes consolidés, Notes 17.3 et 19.2.

7.3 Litiges et arbitrages – Concurrence et concentrations

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 28 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» et dans la Note 19 de la Section 6.4 «Comptes sociaux».

7.4 Documents accessibles au public

Les documents relatifs à ENGIE devant être mis à la disposition du public (les statuts, les rapports, les informations financières historiques d'ENGIE, ainsi que des filiales du Groupe incluses ou visées dans le présent Document de Référence et celles relatives à chacun des deux exercices précédant le dépôt du présent Document de Référence) pourront être consultés au siège social d'ENGIE pendant toute la durée de la validité du présent Document de Référence. 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 (amf-france.org).

Le Document de Référence d'ENGIE est traduit en anglais.

Outre le présent Document de Référence 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 de Référence

7.5.1 Personne responsable du Document de Référence

Isabelle Kocher, Directeur Général.

7.5.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel

«J'atteste, après avoir pris toute mesure raisonnable à cet effet, que les informations contenues dans le présent Document de Référence 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 en Annexe B du présent Document de Référence, 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 auxquelles elles sont confrontées.

J'ai obtenu des contrôleurs légaux des comptes une lettre de fin de travaux, dans laquelle ils indiquent avoir procédé à la vérification des informations portant sur la situation financière et les comptes données dans le présent Document de Référence ainsi qu'à la lecture d'ensemble du Document de Référence. Cette lettre ne contient pas d'observations.»

Courbevoie, le 20 mars 2019

Le Directeur Général

Isabelle Kocher

Annexe

Table de conversion 406

Unités de mesure 406

Sigles et acronymes 407

Glossaire 409

Tables de concordance 412

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 412

Informations relatives au rapport de gestion 415

Informations relatives au rapport financier annuel 417

Annexe

Sigles et acronymes

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	Programme Pluriannuel de l'Energie
PSI	Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire
PV	Photovoltaïque
R&D	Recherche et Développement
RH	Ressources humaines
ROCE	*Return On Productive Capital Employed* (rentabilité des capitaux investis ou rentabilité économique)
ROE	*Return On Equity* (rentabilité des capitaux propres)
RSE	Responsabilité Sociale d'Entreprise
SO_2	Dioxyde de soufre
SRV	*Shuttle Regasification Vehicle* (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)
TGV	Turbine Gaz-Vapeur (ou CCGT pour *Combined Cycle Gas Turbine*)
TMO	Taux Mensuel Obligataire
TSR	*Total Shareholder Return* – voir Glossaire
UE	Union européenne
VaR	*Value at Risk* (valeur à risque) – voir Glossaire
VPP	*Virtual Power Plant* (capacité de production virtuelle) – voir Glossaire

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 autodétention	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...) 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.
BU Hydrogène	Entité en charge de concevoir des solutions énergétiques zéro carbone à base d'hydrogène renouvelable
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.
Centrale à cycle combiné	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 turbo-générateur.
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 juin 2018.
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...).
DBSO	*Design Build Sell Operate :* processus de développement de projet consistant à ce que le Groupe en prenne en charge la conception, la construction, la vente et l'exploitation. Dans la pratique, il peut être compliqué pour le développeur d'obtenir l'exploitation s'il vend la totalité de l'actif ; on parle alors de DBpSO avec pS pour *partial Sell*
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.