Document de Référence **2016**

incluant le rapport financier annuel

sommaire

01

PRÉSENTATION DU GROUPE 5

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe 6
1.2 Chiffres clés 12
1.3 Présentation des activités du Groupe 14
1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements 35
1.5 Politique de l'innovation, recherche & technologies 37

02

FACTEURS DE RISQUE 41

2.1 Processus de gestion des risques 43
2.2 Risques liés à l'environnement externe 44
2.3 Risques opérationnels 48
2.4 Risques industriels 52
2.5 Risques financiers 54

03

INFORMATIONS SOCIALES, ENVIRONNEMENTALES ET SOCIÉTALES 57

3.1 Éthique et compliance 58
3.2 Informations sociales 60
3.3 Informations environnementales 81
3.4 Informations sociétales 91
3.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de Gestion inclus dans le Document de Référence 93
3.6 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 96

04

GOUVERNEMENT D'ENTREPRISE 99

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 100
4.2 Assemblée Générale du 12 mai 2017 - Composition du Conseil d'Administration 126
4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE 127
4.4 Direction Générale 128
4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service 129
4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction 133

05

INFORMATIONS SUR LE CAPITAL ET L'ACTIONNARIAT 165

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 166
5.2 Actionnariat 178

06

INFORMATIONS FINANCIÈRES 181

6.1 Examen de la situation financière 182
6.2 Comptes consolidés 197
6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 325
6.4 Comptes sociaux 327
6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 372

07

INFORMATIONS COMPLÉMENTAIRES 375

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 376
7.2 Contentieux (litiges et arbitrages) et procédures d'enquêtes (actualisation) 381
7.3 Documents accessibles au public 381
7.4 Responsable du Document de Référence 382
7.5 Mandats des Commissaires aux comptes 383

A

ANNEXE A – LEXIQUE 385

Table de conversion 386
Unités de mesure 386
Sigles et acronymes 387
Glossaire 389

18

ANNEXE B – TABLES DE CONCORDANCE 393

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 394
Informations sociales, environnementales et sociétales 397
Informations relatives au rapport de gestion 400
Informations relatives au rapport financier annuel 402
Informations relatives au rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 403
Informations relatives au rapport établi conformément à l'article L.225-37-2 du Code de commerce 404

Document de Référence 2016

incluant le rapport financier annuel

Le présent Document de Référence a été déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2017 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.

GÉRARD MESTRALLET PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

ENGIE SE TRANSFORME !

La mise en œuvre du plan de transformation sur 3 ans que nous avons initié l'année dernière avec Isabelle Kocher, et qui vise à faire d'ENGIE un leader mondial de la transition énergétique, est en bonne voie. Cela confirme la pertinence de la stratégie décidée il y a trois ans et confirmée depuis par le Conseil d'Administration.

L'évolution de notre secteur continue de s'accélérer. Une triple révolution modifie profondément nos métiers.

C'est une révolution technologique d'abord, permise notamment par les progrès rapides du photovoltaïque, du stockage par batteries, de la mobilité verte – électrique et gaz. Les prix des énergies renouvelables baissent rapidement, et la miniaturisation des installations s'accélère. Demain, les grandes centrales de production d'électricité et les grands réseaux coexisteront avec une multitude de petits systèmes locaux. S'y ajoute la révolution digitale. Les solutions intelligentes, qui ont déjà transformé notre quotidien, nous permettent d'offrir à nos clients de nouveaux modes de gestion de la production et de la consommation d'énergie.

Enfin, une transformation sociétale et culturelle est en cours. Les mentalités évoluent. De plus en plus, le consommateur aspire à une plus grande sobriété énergétique. Il souhaite disposer de solutions bas carbone sur-mesure pour gérer sa consommation, et parfois produire sa propre énergie verte.

Fidèle à son identité de pionnier, le Groupe capitalise sur ses forces historiques pour accompagner cette révolution énergétique, et contribuer à bâtir un monde énergétique peu carboné, où le gaz et les renouvelables constituent, plus que jamais, les énergies d'avenir.

> « LE GROUPE CAPITALISE SUR SES FORCES HISTORIQUES POUR BÂTIR UN MONDE ÉNERGÉTIQUE PEU CARBONÉ »

Acteur engagé et responsable, ENGIE prolonge ses choix stratégiques en portant ses convictions sur la scène européenne et internationale. Dans la continuité de l'Accord de Paris, nous défendons un prix du CO_2 suffisamment élevé pour permettre aux entreprises d'orienter leurs investissements vers les technologies bas carbone. Au sein de l'Union européenne, ce combat rejoint celui que nous continuons de mener avec nos pairs, dans le cadre du groupe Magritte, pour la réforme du marché du carbone communautaire et l'avènement d'une véritable Europe de l'Energie.

Le Conseil d'Administration est fier d'être le garant de la stratégie et des principes qui fondent notre grand projet industriel, environnemental et humain.

UN NOUVEAU MONDE DE L'ÉNERGIE EST EN TRAIN D'ÉMERGER

ISABELLE KOCHER DIRECTEUR GÉNÉRAL

Notre vision stratégique et le plan de transformation que nous avons engagé sur 3 ans sont clairs. Nous sommes en avance.

Avec le Conseil d'Administration, nous avons décidé de concentrer nos forces sur nos activités cœur - la production d'électricité bas carbone, les réseaux, principalement gaziers et les solutions intégrées pour les clients - soit près de 80% de notre portefeuille. Nous avons également fait le choix de vendre les activités qui n'en font pas partie. Un choix parfaitement assumé.

Le plan de cessions de 15 milliards d'euros d'actifs à trois ans est déjà engagé à plus de 50%, en seulement un an. Dans ce cadre, nous avons réduit de moitié les capacités de production d'électricité à partir de charbon.

Le produit de ces cessions est réinvesti dans nos activités stratégiques. Il y a néanmoins un décalage dans le temps entre le moment où nous réalisons ces investissements et celui où ils contribueront à nos résultats. En 2016, nous avons investi près de 5 milliards d'euros pour notre croissance, sur un programme qui en compte 16 milliards.

Pour améliorer la rentabilité du Groupe, nous avons lancé un programme d'efficacité opérationnelle, «Lean 2018». Nous avons dépassé notre objectif pour 2016 et réalisé 530 millions d'euros de gains. Toute l'organisation contribue à ces efforts et cela nous permet de rehausser de 20% notre objectif à horizon 2018.

Nous travaillons aussi à préparer des leviers de croissance additionnelle à 5-10 ans, qui viendront accélérer notre développement. Il s'agit par exemple de la mobilité verte, de l'hydrogène ou encore des solutions de production décentralisées et autonomes. Cela peut se faire notamment grâce à nos innovations technologiques et numériques.

> « EN AVANCE SUR NOTRE PLAN DE TRANSFORMATION »

La nouvelle organisation, mise en place depuis un an, que nous avons souhaitée plus diversifiée, plus ouverte vers nos parties prenantes et plus agile, nous permet de capter les opportunités de ce nouveau monde de l'énergie.

Le Groupe prévoit un retour à la croissance organique en 2017.

Parallèlement à la lutte contre le réchauffement climatique, la transition énergétique constitue une formidable opportunité pour réduire voire effacer les disparités en matière d'accès à l'énergie. Qu'il s'agisse de l'éclairage public, des infrastructures de santé, de l'accès à l'eau potable, à l'éducation, de l'exposition à la pollution de l'air : un meilleur accès à une énergie durable permettra des progrès considérables sur tous ces aspects essentiels.

Le solaire, une source d'énergie quasi-illimitée, de plus en plus abordable et universelle, est une des meilleures options à notre disposition aujourd'hui pour répondre au double défi de la lutte contre le réchauffement climatique et de l'accès à l'énergie pour tous.

Rapport financier annuel, rapport de gestion et rapport du Président

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 12 mai 2017 prévu aux articles L. 225-100 et L. 225-100-2 du Code de commerce et (iii) tous les éléments du rapport du Président sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques prévu à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Figure en Annexe B 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 2015 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires aux comptes y afférent, figurant aux pages 170 à 186, et 187 à 306 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2016 sous le numéro D.16-0195 ;
- relativement à l'exercice clos le 31 décembre 2014 d'ENGIE : rapport d'activité, comptes consolidés établis selon les normes IFRS et rapport des Commissaires y afférent, figurant aux pages 176 à 193, et 195 à 328 du Document de Référence déposé auprès de l'Autorité des marchés financiers le 23 mars 2015 sous le numéro D.15-0186.

Ces informations sont à lire conjointement avec l'information comparative présentée au 31 décembre 2016.

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 7.3 «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 1.1.7 «Positions concurrentielles», à la Section 1.1.5 «Plan de transformation», à la Section 1.3 «Présentation des activités du Groupe» et à la Section 6.1.1.2 «Perspectives». Ces indications ne sont pas des données historiques et ne doivent pas être interprétées comme une garantie que les faits et données énoncés se produiront ou que les objectifs seront atteints, ceux-ci étant par nature soumis à des aléas et des facteurs externes, tels que ceux présentés dans le chapitre 2 «Facteurs de risque».

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 A 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) .

01 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 10
1.1.6 Faits marquants 10
1.1.7 Positions concurrentielles 11

1.2 Chiffres clés 12

1.2.1 Indicateurs financiers 12
1.2.2 Indicateurs RSE 13

1.3 Présentation des activités du Groupe 14

1.3.1 Amérique du Nord 14
1.3.2 Amérique Latine 15
1.3.3 Afrique/Asie 17
1.3.4 Benelux 20
1.3.5 France 21
1.3.6 Europe (hors France et Benelux) 23
1.3.7 Infrastructures Europe 25
1.3.8 Global LNG et Global Energy Management 28
1.3.9 Exploration et Production International 30
1.3.10 Autres 31
1.3.11 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 38

1.1 Profil, organisation et stratégie du Groupe

1.1.1 Présentation générale

Le groupe ENGIE est un acteur mondial de l'énergie, industriel de référence dans les métiers du gaz, de l'électricité ainsi que des services à l'énergie.

Il est présent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval :

- achat, production et commercialisation de gaz naturel et d'électricité ;
- transport, stockage, distribution, développement et exploitation de grandes infrastructures de gaz naturel ;
- fourniture de services énergétiques.

Dans un monde énergétique qui traverse une phase de mutation inédite marquée par la faiblesse persistante des prix des commodités et par l'accélération et la mondialisation de la transition énergétique, ENGIE peut compter sur ses fortes positions dans les infrastructures régulées, les services aux clients et sa dynamique de croissance dans la production d'électricité renouvelable. Le développement de ces activités, couplé à un plan audacieux de rotation d'actifs (voir Section 1.1.5 «Plan de transformation»), permettra de transformer le Groupe pour le mettre en situation de devenir un pionnier du nouveau monde de l'énergie.

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

Les valeurs du Groupe sont l'exigence, l'engagement, l'audace et la cohésion.

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, 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 financier 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 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 Environnement Company (devenue SUEZ) de l'intégralité du capital de la société SUEZ IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ. Les principaux termes et conditions de cette opération, définis dans le contrat d'apport, sont détaillés en Section 4.5.1.

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.

La Société ENGIE a son siège social au 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.

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 désormais constitué de 24 entités opérationnelles (Business Units, BUs)(1), de 5 Métiers et de différentes fonctions support et fonctions opérationnelles (voir le schéma d'organisation du Groupe p.08).

Les BUs 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 :
  - Onze BUs 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 BUs, dont quatre spécialisées dans les infrastructures gazières (transport ; distribution ; terminaux et stockage) et quatre liées aux activités BtoB ; BtoC ; Réseaux et Renouvelables.
  - Enfin cinq BUs de pilotage global, au regard de la portée mondiale de leurs activités, complètent les entités opérationnelles : Exploration et Production International ; Global Energy Management ; Global LNG ; Gaztransport & Technigaz (GTT) et Tractebel.

Chacune de ces BUs 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 ; 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 BUs.

- Les fonctions support sont constituées comme suit : Secrétariat Général ; Direction Financière ; Direction des Ressources Humaines Groupe ; Direction de la Stratégie Groupe ; Direction de la Communication et de la Marque ; Direction Digital et des Systèmes d'Information Groupe ; Direction de l'Innovation ; Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe ; Direction de l'Immobilier Groupe ; Directions rapportant au Directeur Général (Direction Audit Interne et Management des Risques ; Direction Institutions France et Territoires ; Direction des Relations Européennes et Internationales).
- Les fonctions opérationnelles sont les suivantes : Direction Sourcing Stratégique et Achats ; Direction Recherche et Technologies ; Direction du *Business Development Oversight ;* Direction des Projets Industriels ; Direction du Développement Nucléaire.

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

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

La Société exerce une activité économique propre. Le nombre de filiales directes ou indirectes de la Société (contrôle majoritaire) était d'environ 2 000 à fin 2016. La liste des principales sociétés consolidées du Groupe figure en Section 6.2 «Comptes consolidés – Note n° 2 (principales filiales au 31 décembre 2016)». La liste des principales filiales et participations détenues directement par la Société figure en Section 6.4 «Comptes Sociaux – Note n° 23 (Filiales et participations)».

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-cinquième BU regroupe les activités holdings et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de l'entité Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

UNE ORGANISATION AU PLUS PRÈS DES CLIENTS ET DES TERRITOIRES

24 Business Units

11 BUs 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 BUs en France

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

5 BUs globales

- Exploration et Production International
- Global Energy Management
- Global LNG
- GTT
- Tractebel

NewCorp

5 Métiers

- Chaîne du Gaz
- Solutions pour les Particuliers et les Professionnels
- Production Centralisée d'Électricité
- Solutions pour les Entreprises
- Solutions Décentralisées pour les Villes et les Territoires

Fonctions support

- Secrétariat Général
- Direction Financière
- Direction des Ressources Humaines Groupe
- Direction de la Stratégie Groupe
- Direction de la Communication et de la Marque
- Direction Digital et des Systèmes d'Informations Groupe
- Direction de l'Innovation
- Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe
- Direction de l'Immobilier Groupe
- Directions rapportant au Directeur Général
  - Direction Audit Interne et Management des Risques
  - Direction Institutions France et Territoires
  - Direction des Relations Européennes et Internationales

Fonctions opérationnelles

- Direction Sourcing Stratégique et Achats
- Direction Recherche et Technologies
- Direction du Business Development Oversight
- Direction des Projets Industriels
- Direction du Développment Nucléaire

Global Business Support

1.1.4 Priorités stratégiques

Les marchés sur lesquels évolue le Groupe connaissent actuellement des mutations profondes :

- l'augmentation de la demande d'énergie est concentrée dans les pays à forte croissance ;
- le gaz naturel voit son rôle renforcé au niveau mondial ;
- la transition énergétique est devenue une réalité mondiale ;
- la gestion de l'énergie se décentralise de plus en plus, au niveau des collectivités, voire des particuliers.

En Europe, le ralentissement de l'activité économique et les politiques d'efficacité énergétique entraînent une baisse de la consommation qui, associée au développement continu des énergies renouvelables et à l'abondance de charbon bon marché, génère des surcapacités et des prix de l'électricité durablement bas. Cette situation a provoqué une crise prononcée de la production d'électricité thermique.

La révolution énergétique, qui s'opère depuis quelques années, s'observe à trois niveaux :

- la révolution technologique s'accélère grâce aux progrès du photovoltaïque, du stockage par batteries, de la mobilité électrique ou encore de l'utilisation de l'hydrogène ;
- s'y ajoute la révolution digitale : les solutions «*smart*» ont modifié le rapport à la ville, à la maison ou au véhicule et l'internet des objets devient un standard de gestion de l'énergie ;
- enfin, une transformation sociétale et culturelle est en cours. Le consommateur aspire désormais à une plus grande sobriété énergétique et souhaite disposer de solutions bas carbone sur-mesure pour gérer sa consommation et parfois produire son énergie verte.

ENGIE a anticipé ce changement de paradigme depuis plusieurs années et accélère maintenant son virage stratégique en ayant pour ambition de positionner ENGIE comme un pionnier du nouveau monde de l'énergie.

Pour déployer ses activités industrielles en cohérence avec la révolution énergétique, le Groupe concentre ses nouveaux développements dans trois directions : activités peu émettrices de CO_2, solutions intégrées pour ses clients, activités non exposées aux prix de commodités.

- ENGIE donne ainsi la priorité aux options à faible émission de CO_2. La lutte contre le changement climatique est une ambition animée par des préoccupations tant sociétales qu'économiques. À horizon 2018, les activités peu émettrices de CO_2 représenteront plus de 90% de l'EBITDA du Groupe.
- Dans un monde de plus en plus décentralisé, le Groupe souhaite renforcer ses activités à l'aval de la chaîne de valeur. La contribution à l'EBITDA des solutions intégrées pour les clients augmentera de plus de 50% d'ici 2018, par rapport à 2015.
- Enfin, dans un contexte où la volatilité continuera à être forte, le Groupe souhaite se tourner vers des activités qui ne sont plus autant exposées aux prix de marchés de gros, pour favoriser la régularité de ses performances. D'ici à 2018, la part dans l'EBITDA des activités régulées ou sous contrat représentera plus de 85%.

Pour atteindre ses objectifs, le Groupe s'appuie sur sa structure financière solide, sa forte génération de *cash flow* et sur les trois activités dans lesquelles il a construit des positions historiques de premier plan :

- la production d'électricité à partir de gaz et d'énergies renouvelables ;
- les infrastructures énergétiques globales, notamment gazières ;
- les solutions de services et de fourniture d'énergie adaptées pour chaque type de clients (entreprises, particuliers et professionnels, villes et territoires).

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

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, positionnant l'humain au cœur de ses transformations selon trois grands axes :

- développer et faire progresser les collaborateurs (formations, responsabilités, mobilité interne) ;
- faire vivre le Groupe et ses valeurs ;
- mettre la performance au service du client (innovation, management de la complexité) et déployer auprès de ses managers un nouveau modèle de leadership.

En avril 2016, un Accord Social européen a été signé, qui place l'anticipation et l'employabilité de tous au cœur de la politique de ressources humaines du Groupe. Cet accord concrétise l'ambition sociale du Groupe, avec notamment des objectifs en matière de formation et de mobilité pour l'ensemble des sociétés présentes dans les pays de l'Union européenne.

Sur le plan financier, le Groupe donne la priorité au maintien en permanence d'une structure financière solide (objectif de maintien d'une notation de crédit de catégorie «A»), ce qui passe notamment par des critères d'investissement stricts. L'objectif financier d'ENGIE est d'offrir une rémunération attractive pour ses actionnaires en maintenant une structure financière solide et une génération soutenue de *cash flow* (voir Section 6.1.1.2 «Perspectives»).

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. Début mai 2016, ENGIE a annoncé s'engager sur six nouveaux objectifs extra-financiers à horizon 2020 (voir Section 1.2.2. «Indicateurs RSE»).

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. A fin 2016, ce plan est déjà bien avancé.

Le premier axe de ce plan de transformation vise à redessiner et simplifier le portefeuille et repose sur :

- un programme de rotation de portefeuille (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Le Groupe a déjà annoncé des cessions pour 8,0 milliards d'euros (soit plus de 50% du programme total) dont 7,2 milliards déjà finalisées (avant mars 2017).
- un programme d'investissements (16 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 décembre 2016, 4,7 milliards ont déjà été investis.

Le deuxième axe consiste à investir dans l'innovation et la transformation digitale pour préparer le futur.

L'efficacité opérationnelle et la compétitivité d'ENGIE sont au cœur du troisième axe du plan de transformation. Le nouveau 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. Compte tenu des avancées du programme, en mars 2017, le Groupe a augmenté son objectif 2018 de 20% soit 1,2 milliard d'euros de gains nets.

- Pour atteindre leurs objectifs, adaptés à leurs situations, les BUs ont recours à trois grandes familles de leviers : les opérations, les fonctions support et les achats.
- Les objectifs 2016 ont été atteints avec un impact net sur l'EBITDA de 530 millions d'euros.
- L'année a été marquée par la mise sous cocon d'actifs, l'extension des Centres de Services Partagés (mutualisation de fonctions supports) et des travaux autour de l'optimisation des modes de travail et de leur simplification. Des transformations particulièrement importantes ont été lancées au niveau de la BU Exploration et Production International et pour les activités du NewCorp.

Le quatrième axe consiste 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

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

Activités peu émettrices de CO_2

- Plusieurs projets remportés dans le solaire : 140 MW et 75 MW en Inde, 180 MW au Mexique et 40 MW au Pérou. ENGIE a également remporté près de 78 MW de projets photovoltaïques en France et consolide sa position de leader du solaire dans ce pays ;
- En Afrique du Sud, démarrage des travaux de construction du parc solaire de 100 MW de Kathu ;
- Au Mexique, ENGIE remporte un projet de 52 MW dans l'éolien ;
- En Inde, finalisation de la vente de la centrale à charbon de Meenakshi à India Power Corporation Limited ;
- ENGIE investit dans Heliatek, entreprise pionnière du photovoltaïque organique ;
- Inauguration de la première centrale française de géothermie marine : Thassalia, à Marseille ;
- Fermeture de la centrale charbon d'Hazelwood en Australie fin mars 2017 ;
- La centrale de production indépendante d'électricité et de dessalement d'eau d'Az Zour North One, au Koweït, entre en service ;
- ENGIE inaugure la centrale de Jirau, au Brésil, plus grand projet hydroélectrique du Groupe au monde (3 750 MW) ;
- ENGIE cède sa centrale charbon de production d'électricité Polaniec à Enea en Pologne ;
- ENGIE et Crédit Agricole Assurances renforcent leur partenariat dans l'éolien terrestre en France ;
- ENGIE construit en Indonésie sa première centrale au monde de production d'électricité à partir de géothermie ;
- ENGIE remporte le projet de centrale de production indépendante d'électricité Fadhili en Arabie Saoudite ;
- ENGIE et EDPR candidats au troisième appel d'offres sur l'éolien en mer à Dunkerque ;
- ENGIE émet avec succès son deuxième Green Bond de 1,5 milliard d'euros.

Infrastructures, essentiellement gazières

- ENGIE renforce sa présence en Ukraine et signe un accord sur le transport et le stockage de gaz ;
- Deux nouvelles collaborations majeures pour ENGIE, destinées à stimuler l'adoption de méthodes innovantes de production de gaz vert en Europe : coopération avec Göteborg Energi en Suède pour l'industrialisation de l'approche de conversion biomasse sèche-gaz et développement du projet AMBIGO, premier projet de conversion biomasse sèche-gaz, aux Pays-Bas ;
- ENGIE inaugure le premier terminal flottant d'importation de GNL de Turquie ;
- Projet d'acquisition d'Elengy à 100% par GRTgaz ;
- Accord sur la révision des prix des contrats d'approvisionnement de gaz à long terme avec Gazprom et Statoil ;
- Au Panama, signature d'un contrat d'approvisionnement en GNL d'une centrale électrique d'AES Andres ;
- ENGIE et AES Andres signent un accord visant à assurer un approvisionnement fiable et compétitif en GNL dans les Caraïbes ;
- En Chine, ENGIE et Beijing Gas Group renforcent leur partenariat stratégique dans la sécurité d'approvisionnement avec la livraison de 10 cargaisons de GNL à Pékin.

Solutions intégrées pour les clients

- En région parisienne, inauguration à Saint-Ouen de la conversion d'une chaufferie à la biomasse par la Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain (CPCU) ;

- Aux Etats-Unis, ENGIE finalise l'acquisition de la société OpTerra qui renforce l'offre du Groupe dans les services énergétiques innovants ;
- Contrats sur la fourniture de bornes de rechargement électrique : à Rotterdam et La Haye, ENGIE déploie 4 000 points de rechargement et au Luxembourg, ENGIE et Powerdale sont sélectionnés pour la fourniture de 800 bornes ;
- En France, une électricité 100% verte pour tout nouveau contrat particulier et professionnel et de nouvelles offres d'électricité proposées (week-end, production/autoconsommation d'électricité verte, véhicules électriques) ;
- Signature d'un protocole d'accord avec SUSI Partners pour financer des projets de stockage d'énergie à grande échelle ;
- Investissement dans StreetLight Data, un leader du secteur de l'analytique des données de mobilité pour accélérer le développement des villes intelligentes ;
- Mobilité verte en Europe : près de 100 millions d'euros d'investissements d'ici 2020 pour promouvoir le gaz naturel comme carburant pour les camions. ENGIE, à travers ses filiales à 100% GNVert et LNGeneration, participe à la création d'une nouvelle filière de valorisation du gaz « vert » : le bioGNL (biométhane liquéfié). La Poste et ENGIE nouent un partenariat pour développer la mobilité verte en France et en Europe ;
- ENGIE annonce l'acquisition d'EV-Box, leader européen dans les solutions de recharge de véhicules électriques ;
- ENGIE acquiert une participation de 80% dans Green Charge Networks, une entreprise californienne leader dans le domaine du stockage sur batteries ;
- Création d'ENGIE Digital, signature de nouveaux partenariats mondiaux avec C3 IoT, Kony, Thales et choix de Fjord, le studio de design et d'innovation d'Accenture, pour réinventer le modèle de commercialisation d'ENGIE. D'autres partenariats ont été signés avec IBM (solutions pour villes intelligentes), GE (digital) et Schneider Electric (digital) ;
- ENGIE et Thales remportent un contrat ferroviaire de 225 millions d'euros à Dakar, au Sénégal ;
- ENGIE lance le premier service de « réglage fréquence » à partir d'un système de stockage sur le réseau électrique français ;
- ENGIE rejoint Michelin au capital de Symbio FCell pour accélérer le développement de solutions de mobilité hydrogène ;
- ENGIE acquiert la société Siradel, acteur français de référence internationale, dans le domaine de la modélisation 3D des villes ;
- ENGIE innove avec sa nouvelle offre globale Novaldi et dévoile son Contrat de Performance des Usages – CPU Building ® ;
- ENGIE remporte la délégation de service public pour le nouveau réseau de chaleur à base de géothermie de la Plaine Rive Droite de Bordeaux Métropole, France ;
- ENGIE Hellas remporte son plus grand contrat de *facility management* en Grèce ;
- ENGIE annonce l'acquisition de Keepmoat Regeneration et devient leader du marché des services de rénovation pour les collectivités locales au Royaume-Uni ;
- ENGIE souscrira à l'augmentation de capital prévue dans le cadre de l'acquisition de GE Water & Process Technologies par SUEZ, à hauteur de sa participation dans SUEZ, soit environ 240 millions d'euros.

1.1.7 Positions concurrentielles

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 3 premiers vendeurs de gaz [(1)]. ENGIE est l'un des principaux négociants de GNL dans le monde et le 1er importateur en Europe [(2)] ;
- le Groupe est le 1er opérateur d'infrastructures gazières en Europe : il détient le 2e réseau de transport, est le 1er opérateur de distribution, le 1er stockeur européen en termes de volume utile et le 2e opérateur/propriétaire de terminaux GNL [(3)]. Il détient également le 3e distributeur de gaz en Turquie [(4)] ;
- en électricité, 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, Pérou, Chili, dans les pays du Golfe, ainsi qu'en Thaïlande. Dans le solaire, ENGIE développe ses positions en France et à l'international *via* Solairedirect. Le Groupe est 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 23 millions de contrats, à des clients finaux, dont près de la moitié se situe hors de France [(1)].

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 [(3)] et le 2e producteur et fournisseur d'électricité [(4)]. Dans les énergies renouvelables, ENGIE est le 2e opérateur hydraulique en France et le leader dans l'éolien et le solaire [(3)] ;
- en Belgique, ENGIE est, par le biais de sa filiale Electrabel, le 1er producteur et fournisseur d'électricité et le 1er fournisseur de gaz naturel [(4)].

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 [(3)]. ENGIE bénéficie d'une position forte en Allemagne, en Espagne et au Royaume-Uni à la fois dans les réseaux de chaleur (où il est numéro 1) et le *facility management* [(3)]. Enfin, il s'est doté de premières bases de développement en Europe centrale, en Asie, en Amérique du Nord et en Amérique Latine.

(1) Source : Analyses internes ENGIE, données 2015.

(2) Sources : IHS, Kpler.

(3) Source : Analyses internes ENGIE, données 2016.

(4) Source : ENERDATA.

1.2 Chiffres clés

1.2.1 Indicateurs financiers

En millions d'euros	2012	2013 publié	2013 retraité [a]	2013 retraité [a] pro forma [b]	2014 publié	2014 retraité [c]	2015	2016
1. Chiffre d'affaires	**97 038**	**89 300**	**87 898**	**79 985**	**74 686**	**74 686**	**69 883**	**66 639**
dont réalisé hors de France	61 124	54 331	52 944	47 947	46 852	46 852	44 817	41 693
2. Résultat								
EBITDA [a]	17 026	14 775	14 223	13 017	12 138	12 133	11 262	10 689
• Résultat opérationnel courant	9 520	7 828	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
• Résultat opérationnel courant yc résultat net des entreprises mises en équivalence	N/A	N/A	8 254	7 665	7 161	7 156	6 326	6 172
• Résultat net part du Groupe [d]	1 544	(9 289)	(9 198)	(9 646)	2 440	2 437	(4 617)	(415)
• Résultat net récurrent part du Groupe [d]	3 825	3 440	3 449	3 449	3 125	2 725	2 588	2 477
3. Flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	13 607	12 024	11 980	11 333	8 751	8 751	10 383	10 174
dont Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	16 612	14 313	14 129	13 125	11 776	11 771	10 942	10 263
Flux issus de l'investissement	(8 451)	(5 611)	(5 103)	(4 368)	(3 939)	(3 939)	(6 230)	(3 655)
Flux issus du financement	(8 322)	(6 982)	(7 027)	(7 041)	(4 973)	(4 973)	(3 295)	(6 034)
4. Bilan								
Capitaux propres part du Groupe [d]	**59 834**	**47 955**	**47 971**	**47 971**	**49 257**	**49 548**	**43 078**	**39 578**
Capitaux propres totaux [d]	71 303	53 490	53 659	53 659	55 959	55 981	48 750	45 447
Endettement net	43 914	29 840	28 800	28 800	27 511	27 511	27 727	24 807
Endettement net / EBITDA	2,58	2,02	2,02	2,21	2,27	2,27	2,46	2,32
Total bilan [d]	205 448	159 611	155 932	155 932	165 305	165 304	160 658	158 499
5. Données par action *(en euros)*								
• Nombre moyen d'actions en circulation [e]	2 271 233 422	2 359 111 490	2 359 111 490	2 359 111 490	2 366 768 979	2 366 768 979	2 392 150 727	2 396 131 620
• Nombre d'actions à la clôture	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 412 824 089	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011
• Résultat net par action [d][e]	0,68	(3,94)	(3,90)	(4,09)	1,00	1,00	(1,99)	(0,23)
• Résultat net récurrent part du Groupe par action [d][e]	1,68	1,46	1,46	1,46	1,32	1,12	1,02	0,97
• Dividende distribué [f]	1,50	1,50	1,50	1,50	1,00	1,00	1,00	1,00
6. Effectifs moyens totaux	**236 156**	**223 012**	**223 012**	**223 012**	**236 185**	**236 185**	**241 913**	**241 509**
• Sociétés en intégration globale	219 253	178 577	178 870	139 134	150 589	150 589	155 494	153 950
• Sociétés en intégration proportionnelle	12 477	3 431	3 138	3 138	769	769	777	764
• Sociétés mises en équivalence	4 426	41 004	41 004	80 740	84 827	84 827	85 642	86 795

(a) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées du fait de l'entrée en application des normes sur la consolidation. Le calcul de l'EBITDA a été modifié depuis le 31 décembre 2014. L'EBITDA 2013 a été calculé pour comparaison (voir Note 2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2014).

(b) Données comparatives au 31 décembre 2013 retraitées pour présenter SUEZ Environnement comme si elle était consolidée par mise en équivalence à compter du 1er janvier 2013 (voir Section 6.1.1.6 «Comptes pro forma» du Document de Référence 2014).

(c) 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).

(d) Données au 31 décembre 2012 retraitées en raison de l'application rétrospective d'IAS 19R (voir Note 1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés» du Document de Référence 2013).

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

(f) Dividende 2016 : proposé y compris l'acompte de 0,50 euro payé en octobre 2016.

1.2.2 Indicateurs RSE

La performance RSE du Groupe se fonde sur l'établissement d'objectifs datés et chiffrés et sur une évaluation globale organisée autour de différents moyens de suivi (haut niveau de gouvernance, indicateurs, *reporting*, revues de performance, indices de notation RSE).

Le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable du Conseil d'Administration définit le périmètre des politiques engagées, des perspectives et des plans d'actions dans le domaine de la responsabilité environnementale et sociétale. Le Comité Exécutif du Groupe statue sur les orientations dans le domaine (voir Chapitre 4 «Gouvernance d'entreprise»). Le Comité Exécutif de la Responsabilité Environnementale et Sociétale 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 Comité Exécutif du Groupe pour approbation et orientation pour le futur, puis au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable 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 : (1) Un taux de satisfaction de 85% de ses clients BtoC ; (2) Une part de 25% d'énergies renouvelables dans le portefeuille des capacités de production du Groupe ; (3) Une réduction de - 20% du ratio d'émission de CO_2 pour la production d'énergie, par rapport à 2012. Cet objectif renforce l'ambition précédemment affichée par le Groupe et résulte de la décision prise par ENGIE en octobre 2015 de se concentrer uniquement sur des projets bas carbone, à partir d'énergies renouvelables et de gaz naturel, et de ne plus lancer de nouveaux projets charbon ; (4) 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 ; (5) Un taux de 25% de femmes dans les effectifs du Groupe ; (6) Un taux de fréquence interne des accidents du travail inférieur à 3.

Concernant les objectifs environnementaux, ENGIE affiche en 2016, une augmentation de 1,2% de ses capacités installées en énergies renouvelables par rapport à l'année dernière et une diminution de 11,3% de ses émissions spécifiques de CO_2 par rapport à 2012 (voir Section 3.3.4.1 «Le changement climatique»). Ce dernier résultat traduit les premiers effets du virage stratégique (réduction de la production issue de charbon et augmentation de notre production renouvelable) et du redémarrage en 2016 des réacteurs du parc nucléaire belge à l'arrêt en 2015.

Concernant les objectifs sociaux ou de gouvernance, ENGIE affiche en 2016 un taux de fréquence des accidents de salariés de 3,6 (Section 3.2.6 «Politique de santé et sécurité », et un taux de mixité dans les effectifs du Groupe de 21,9% en légère progression par rapport à 2015 Le Groupe atteint un taux de satisfaction globale de ses clients BtoC de 81%, calculé pour la première fois selon une méthodologie harmonisée dans la dizaine de pays où le Groupe est présent commercialement auprès de clients particuliers ou professionnels. Un nouveau dispositif structuré de dialogue avec les parties prenantes a été mis en place en 2016. Le pourcentage d'activités industrielles du Groupe ayant établi leur conformité au référentiel associé à ce dialogue s'établit à 17% et illustre le lancement de la démarche dans l'ensemble du Groupe.

Pour ses projets d'investissement, le Groupe est en train d'actualiser ses 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 3.2 «Informations sociales»), environnemental (voir Section 3.3 «Informations environnementales») et sociétal (voir Section 3.4 «Informations sociétales») du Groupe donnent lieu à la publication d'un ensemble d'indicateurs en partie vérifiés par un organisme tiers indépendant.

Concernant les notations extra-financières, ENGIE maintient en 2016 sa présence dans les deux indices *Dow Jones Sustainability Index (DJSI) World* et Europe, établis sur la base des notations de l'agence de notation extra-financière RobecoSAM. Avec une note de 85/100, le Groupe devient «*industry leader*» de son secteur, les «*multi-utilities and water*», et obtient la distinction de «*Gold class*» dans le *Year book*.

ENGIE entre en 2016 dans la catégorie «avancée» de l'agence de notation Vigeo Eiris avec la note de 61/100 en amélioration par rapport à celle de 2015. Cela permet au Groupe de continuer à être présent dans les quatre indices Euronext Vigeo Eiris World 120, Europe 120, Eurozone 120 et France 20.

Enfin comme chaque année, ENGIE répond également au questionnaire du CDP (ex-*Carbon Disclosure Project*). En 2016, le Groupe intègre pour la première fois 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.

1.3 Présentation des activités du Groupe

Dans le cadre de la nouvelle organisation du Groupe dont une présentation détaillée figure en Section 1.1.3 «Organisation», ENGIE est désormais composé de 24 BUs [(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 dix secteurs reportables (voir Section 6.2 «Comptes consolidés» – Note 6 «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 dix premières sous-sections correspondent aux secteurs reportables, constitués d'une ou plusieurs BUs et la onzième 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	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 814	3 673	+3,9%
EBITDA	475	633	-25%

1.3.1.1 Missions & Stratégie

Le marché de l'Amérique du Nord connaît une transformation énergétique fondamentale, impulsée par les progrès technologiques et politiques ainsi que par l'évolution des attentes des clients. Trois grandes tendances guident la politique énergétique et l'environnement commercial : 1) le gaz de schiste et son impact sur les prix du gaz naturel ; 2) la politique énergétique qui soutient la décarbonisation du parc de centrales électriques, ainsi que de nouveaux modèles de production décentralisée et de flux d'énergie ; et 3) les technologies de rupture et la digitalisation : des solutions énergétiques décentralisées, l'utilisation d'appareils mobiles et les progrès informatiques sont les catalyseurs qui stimulent des attentes plus élevées chez les clients finaux en matière de prestation de services, de réactivité et de personnalisation des échanges avec leurs prestataires de services.

À cet égard, la BU Amérique du Nord a revu sa mission qui consiste dorénavant à «fournir un avenir énergétique plus propre et plus innovant» à ses parties prenantes en :

- développant des sources d'énergies renouvelables pour les entreprises et les territoires *via* des programmes industriels et de partage entre collectivités ;
- s'appuyant sur son ancrage dans le BtoB et ses compétences en matière d'énergie et de développement durable. La BU offrira à ses clients un éventail de solutions, allant de l'approvisionnement en électricité produite localement ou provenant du réseau, de la gestion énergétique en temps réel au développement de projet et au support continu aux services ;
- faisant croître sa position émergente sur les nouveaux segments de clientèle BtoC et BtoT :
  - La BU développera sa présence dans le BtoC, au travers d'Ecova, en utilisant des modèles d'engagement numérique pour offrir à ses clients un choix d'offres énergétiques.
  - La BU établira sa présence dans le BtoT, notamment en proposant des offres d'efficacité énergétique, d'approvisionnement en énergie et des solutions d'éclairage intelligent.
- maintenant l'excellence opérationnelle dans la production d'électricité centralisée et la chaîne de valeur du gaz.

1.3.1.2 Description des activités

La BU Amérique du Nord gère les activités d'électricité, de gaz et de services énergétiques du Groupe aux États-Unis, au Canada et à Porto Rico. Ses opérations sont organisées en cinq divisions : distribution, production électrique, gestion de portefeuille, gaz naturel/GNL et services énergétiques.

La BU Amérique du Nord a annoncé en 2016 la cession de ses actifs de production sur les marchés de gros, qu'elle a finalisée en février 2017. En effet, dans un premier temps, en juin 2016, la vente de la composante hydroélectrique de 1,4 GW a été finalisée ; ses actifs ayant été rachetés par PSP Investments, un gestionnaire de fonds pour des caisses de retraite au Canada ; puis en février 2017 la vente résiduelle de 8,7 GW d'actifs de production thermique *merchant* (8,0 GW à gaz et 0,7 GM à charbon) à une *joint venture* entre Dynegy et ECP a été conclue.

À la fin 2016, la BU Amérique du Nord exploite un parc de production électrique de 11 348 MW. Après la finalisation de la transaction Dynegy susvisée, ce parc représente 3 194 MW (en détention à 100%), dont près de 90% produiront très peu voire pas d'émissions de carbone et dont 800 MW seront générés grâce à des sources d'énergies renouvelables.

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

Aux États-Unis, la BU commercialise de l'électricité à des clients professionnels et industriels, ainsi qu'à des petites entreprises et à des particuliers dans 13 États et dans le District de Columbia. Elle est l'un des fournisseurs majeurs d'électricité à une clientèle non résidentielle. L'activité gaz naturel/GNL comprend une unité de réception du GNL, une activité de vente de gaz en Nouvelle-Angleterre, une unité de réception du GNL à Porto Rico, une activité de stockage de gaz au Canada, ainsi que l'usine de liquéfaction de GNL de Cameron (en cours de construction, et dont la mise en service est prévue en 2018).

Ses activités de services énergétiques auprès de clients situés aux États-Unis et au Canada assurent la gestion de plus de 23 millions de m² de bâtiments. La BU aide ainsi ses clients à réaliser plus de 4 milliards de dollars d'économies d'énergie dans les secteurs commercial, industriel et municipal, et traite 20 milliards de dollars de coûts de facturation énergétique.

La BU Amérique du Nord a également réalisé deux acquisitions en 2016 :

- En février 2016, l'acquisition d'OpTerra Energy Services et de ses sociétés affiliées. Depuis son siège d'Oakland en Californie, OpTerra conçoit et met en œuvre des projets sur mesure qui aident des clients des secteurs public et privé à réduire leur consommation d'énergie et les coûts y afférents.
- En mai 2016, l'acquisition d'une participation de 80% dans Green Charge Networks (Green Charge). Située à Santa Clara en Californie, Green Charge est une entreprise leader dans la gestion clé en main du stockage d'énergie par batterie, installée chez le client.

1.3.2 Amérique Latine

Le secteur reportable Amérique Latine regroupe les activités de deux BUs : la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou) et la BU Brésil. Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité, de la chaîne du gaz ainsi que des services à l'énergie.

Les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance relativement similaires et qu'une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	4 075	4 197	-2,9%
EBITDA	1 696	1 563	+8,5%

1.3.2.1 Amérique Latine (hors Brésil)

1.3.2.1.1 Missions & Stratégie

Dans les quatre pays où ENGIE opère actuellement (Chili, Pérou, Mexique et Argentine), la BU Amérique Latine a pour mission de développer :

- des solutions de fourniture d'énergie :
  - fourniture d'électricité produite à partir de sources renouvelables, solaire photovoltaïque et éolien *onshore*, ainsi que par des centrales thermiques,
  - fourniture de gaz grâce à des contrats d'approvisionnement de GNL et à la gestion d'infrastructures gazières comme un terminal de regazéification, des réseaux de transport et de distribution.
- des services à l'énergie.

La BU Amérique Latine est engagée dans le développement de nouvelles solutions, en particulier au travers d'ENGIE Factory (incubateur de *start-ups* dans le domaine de l'énergie) et en développant les segments BtoB, BtoC et BtoT.

1.3.2.1.2 Description des activités

Pérou

Au Pérou, ENGIE détient 61,73% d'ENGIE Energía Peru (ex-EnerSur), qui dispose d'une capacité installée à fin 2016 de 2 514 MW (36% de gaz, 10% d'hydro, 5% de charbon et 49% de combustibles liquides), après la mise en exploitation commerciale en octobre 2016 de la centrale thermique à cycle ouvert de Nodo Energético sur le site d'Ilo dans le sud du Pérou et du cycle combiné de Chilca Plus de 112 MW en décembre 2016, dans la région de Lima. La part de marché d'environ 20% en capacités installées fait d'ENGIE Energía Peru le premier opérateur du pays. En février 2016, ENGIE Energia Peru a gagné un contrat de livraison d'électricité sur 20 ans, qui sera produite par une centrale solaire photovoltaïque de 40 MW localisée dans le sud du pays, dans le cadre d'une enchère dédiée aux énergies renouvelables.

En décembre 2016, la participation du Groupe dans TGP, un actif de transport de gaz naturel et de liquides associés, a été vendue à une filiale de CPPIB. Les actions d'ENGIE Energía Peru sont cotées à la bourse de Lima. ENGIE Services Peru a été créé en 2015 et a développé ses premiers contrats, en partenariat avec la société d'installation multi-technique MWF.

Chili

Au Chili, ENGIE possède 52,76% d'ENGIE Energía Chile (ex-E-CL). Cette société, cotée à la bourse de Santiago, est la première entreprise de production d'électricité dans la partie nord du Chili, avec une capacité installée de 2 061 MW. Elle exploite également 2 290 km de lignes de transport d'électricité. Sa filiale, Electroandina, exploite un port à Tocopilla et sa filiale de transport de gaz Gasoducto NorAndino possède un gazoduc d'environ 1 000 km entre le Chili et l'Argentine.

Pour satisfaire le contrat de fourniture avec les sociétés de distribution attribué en décembre 2014, ENGIE Energía Chile a débuté la construction d'une nouvelle centrale électrique de 375 MW dans la région de Mejillones, en plus de la ligne de transport TEN (de 2 × 500 kV, 1 500 MW) entre les villes de Mejillones et Copiapó, qui interconnecte les deux principaux réseaux du Chili. A la suite de la vente de 50% de TEN à Red Eléctrica Española, finalisée en 2016, le Groupe détient maintenant 50% des parts de ce projet.

Dans le domaine des services, ENGIE est actif au travers de trois sociétés détenues à 100%, rassemblées sous la marque ENGIE Services Chile, qui est principalement en charge de l'exploitation et de la maintenance des installations techniques de tous les centres commerciaux de la chaîne Mall Plaza (50% du marché au Chili).

ENGIE détient également une participation de 63% dans le terminal de GNL de Mejillones (GNLM). Depuis avril 2011, ENGIE Gas Chile (ex-Solgas – 100% ENGIE) vend le gaz naturel fourni par GNLM à des clients industriels et des centrales électriques situés dans le nord du Chili.

Le Groupe possède aussi, *via* sa filiale qu'elle détient entièrement, Eólica Monte Redondo, deux principaux actifs, le parc éolien de Monte Redondo (48 MW) et la centrale hydroélectrique de Laja (34,4 MW), mise en exploitation commerciale en mai 2015. Pour satisfaire le contrat de fourniture avec les sociétés de distribution attribué en décembre 2014, ENGIE Energía Chile a débuté la construction d'une nouvelle centrale électrique de 375 MW dans la région de Mejillones, en plus de la ligne de transmission TEN (de 2×500 kV, 1 500 MW) entre les villes de Mejillones et Copiapó, qui interconnecte les deux principaux réseaux du Chili. À la suite de la cession de 50% de TEN à Red Eléctrica Española finalisée en 2016, le Groupe détient désormais 50% du projet. Dans le domaine des services, ENGIE opère au travers de trois sociétés détenues entièrement, rassemblées sous la marque ENGIE Services Chile qui est notamment en charge de l'opération et de la maintenance des installations techniques de 100% des centres commerciaux de la chaîne Mall Plaza (50% du marché au Chili).

Mexique

Au Mexique, ENGIE exploite six entreprises de distribution locales fournissant du gaz naturel à 440 000 clients, par le biais d'un réseau de 10 500 km, et deux entreprises de transport de gaz, exploitant 900 km de gazoducs. ENGIE gère également deux usines de cogénération électricité-vapeur d'une capacité installée totale de 320 MW. La production de ces centrales électriques est vendue dans le cadre de contrats à long terme à des clients industriels. À la suite de la mise en place d'une réforme énergétique notamment centrée sur le développement des énergies renouvelables, ENGIE s'est adjudiqué des volumes lors des deux appels d'offres qui ont eu lieu en mars et septembre 2016, à hauteur de 180 MW de solaire photovoltaïque et 50 MW d'éolien *onshore*. ENGIE, en coopération avec son partenaire PEMEX, a construit et mis en service le gazoduc Ramones Phase II South (Ramones II South), segment du gazoduc Ramones considéré comme l'un des projets d'infrastructure énergétique les plus importants de l'histoire du Mexique, de la frontière du Texas jusqu'au centre du Mexique.

Argentine

En Argentine, ENGIE détient une participation de 64,2% dans Litoral Gas SA, une entreprise de distribution de gaz qui possède 12% de parts de marché en termes de volume livré dans la région de Santa Fé et dans le nord-est de la province de Buenos Aires. De plus, elle détient une participation de 46,7% dans Energy Consulting Services (ECS), une entreprise spécialisée dans le conseil et la vente de gaz et d'électricité. ENGIE possède également des intérêts dans Gasoducto Norandino, une entreprise de transport de gaz propriétaire d'un gazoduc d'environ 1 000 km entre l'Argentine et le Chili, et détenue à 100% par ENGIE Energía Chile.

1.3.2.2 Brésil

1.3.2.2.1 Missions & Stratégie

La vision de la BU est de transformer la relation qu'entretiennent les individus avec l'énergie dans la perspective d'un monde durable. Sa mission consiste à fournir des solutions innovantes et durables en matière d'énergie et de services aux personnes, aux entreprises et aux territoires.

1.3.2.2.2 Description des activités

- Production d'énergie centralisée : *ENGIE Brasil Energia* (EBE) et *Energia Sustentável do Brasil* (ESBR)

  La capacité installée d'EBE, anciennement Tractebel Energia, représente 7 010 MW. EBE exploite un complexe de production de 8 730 MW, soit environ 5,4% de la capacité totale du pays. Ses actifs comptent 28 centrales exploitées par la société : 79% de la capacité installée sont des centrales hydroélectriques, 16% des centrales thermiques et 5% d'autres types d'actifs (biomasse, éolien, petites centrales hydroélectriques et solaire). L'entreprise est le plus grand producteur d'électricité privé du Brésil.

  L'entreprise est sous le contrôle d'ENGIE Brasil qui détient 68,71% de son capital. Ses actions sont cotées à la Bourse brésilienne, conformément aux principes de gouvernance les plus stricts.

  Outre les actifs d'EBE, ENGIE Brasil détient 40% de la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW) *via* sa filiale Energia Sustentável do Brasil S.A. (ESBR). La centrale a été totalement mise en service en novembre 2016. L'entreprise a commencé à émettre les premiers crédits carbone (1,7 million de crédits), équivalant à 1,7 million de tonnes d'émissions de carbone évitées, qui ont été générées en 2014. Cette certification fait de Jirau le plus gros investissement au monde dans la décarbonisation par les énergies renouvelables.

  Outre la centrale hydroélectrique de Jirau, ENGIE possède un total de 763 MW de projets en cours de construction (une centrale thermique, deux parcs éoliens et une centrale solaire).
- Solaire : «*ENGIE Geração Solar Distribuída*». L'entreprise est un intégrateur vertical dans le domaine de l'énergie solaire photovoltaïque. Elle intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur du système solaire photovoltaïque.
- Solutions intégrées : «*ENGIE Brasil Soluções Integradas*». La société intervient dans le développement et l'intégration de systèmes de télécommunications, de sécurité et de sûreté, de l'éclairage public et de la mobilité urbaine pour les villes intelligentes, les infrastructures et le secteur du pétrole et du gaz.
- Services énergétiques : «*ENGIE Brasil Serviços de Energia*». La société élabore et met en œuvre des solutions personnalisées d'ingénierie, de maintenance et d'efficacité énergétique pour ses clients, en utilisant les systèmes de chauffage, de ventilation et de climatisation, en vue d'augmenter la disponibilité des équipements et de réduire la consommation d'énergie.

1.3.3 Afrique/Asie

Le secteur reportable Afrique/Asie regroupe les activités de quatre BUs : la BU Afrique (Maroc, Afrique du Sud), 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.

Les secteurs opérationnels Asie Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Afrique/Asie car ces régions ont comme point commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles présentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie et une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 804	4 244	-10,4%
EBITDA	1 162	1 237	-6,0%

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 d'Afrique où le Groupe est déjà implanté (Maroc, Algérie et Afrique du Sud) et de pénétrer dans une sélection de nouveaux pays qui offrent un équilibre prometteur entre risques et avantages pour les activités qui forment le cœur de métier d'ENGIE. Plus précisément, la BU entend développer :

- la production électrique centralisée avec une priorité systématique accordée aux énergies renouvelables (éolien, solaire photovoltaïque et énergie solaire à concentration, hydroélectricité, biomasse, géothermie) et au gaz ;
- les infrastructures gazières (terminaux de regazéification, stockage, transport) et l'importation de GNL, principalement destinées à la production d'électricité ;
- les solutions énergétiques pour les territoires, à la fois pour les zones urbaines raccordées au réseau et pour les zones rurales isolées, avec le déploiement de solutions hors réseau ou de solutions innovantes de micro-réseaux ;
- la vente de services énergétiques et d'efficacité énergétique aux entreprises, ainsi que de *facility management*, d'installations et de maintenance ;
- la vente d'électricité aux particuliers, notamment au travers de systèmes solaires domestiques avec des solutions de paiement par téléphone mobile.

1.3.3.1.2 Description des activités

Au Maroc, le parc éolien de Tarfaya (301 MW) est exploité par la *joint venture* TAREC, détenue à 50% par ENGIE et à 50% par Nareva Holding. Le parc représente 40% de la capacité totale du Maroc dans le domaine éolien. Il est exploité dans le cadre d'un contrat BOOT (*Build, Own, Operate and Transfer*) d'une durée de 20 ans. Le projet de centrale de Safi prévoit la construction de deux unités de production thermique à la pointe de la technologie (2 × 693 MW). Après sa mise en service prévue en 2018, l'électricité ainsi produite sera vendue à l'Office National de l'Électricité et de l'Eau Potable en vertu d'un contrat d'achat d'électricité de 30 ans. Cette centrale est la première en Afrique à utiliser une technologie ultra-supercritique au charbon propre. ENGIE détient une participation de 35% dans la société de projet SAFIEC.

En Afrique du Sud, West Coast I (Aurora) Wind Power est un parc éolien de 94 MW, mis en service en juin 2015 et qui fait l'objet d'un contrat de 20 ans. ENGIE détient une participation de 43% dans Aurora Wind Power.

Toujours en Afrique du Sud, les centrales électriques de pointe Dedisa et Avon sont deux nouvelles centrales à turbine à gaz à circuit ouvert (335 MW et 670 MW). Dedisa a réalisé sa première distribution au réseau en octobre 2015 et Avon a débuté son exploitation commerciale complète en juillet 2016, dans le cadre d'un contrat d'achat d'électricité de 15 ans signé avec Eskom Holdings. ENGIE détient une participation de 38% dans les deux sociétés de projet propriétaires des centrales.

Kathu est une centrale solaire à concentration (CSC) de 100 MW en cours de construction dans la province du Cap du Nord. La technologie des miroirs cylindro-paraboliques sera complétée par un système de stockage de l'énergie dans des sels fondus qui permet de fournir 4,5 heures d'autonomie de batterie. La construction de la centrale CSC a démarré à la mi-2016. Parmi les actionnaires du parc solaire de Kathu figure un groupe d'investisseurs, dont ENGIE fait partie (48,5%).

Outre de grands projets de production électrique raccordée au réseau, ENGIE intervient également sur le marché hors réseau. En octobre 2016, ENGIE a inauguré son premier projet pilote baptisé «*PowerCorner*». Il s'agit d'une unité de micro-réseau de 16 kW composée de panneaux solaires, de batteries et d'un générateur diesel de secours, située dans le village isolé de Ketumbeine en Tanzanie. Le Groupe prévoit de développer et d'installer d'autres unités dans les prochaines années.

ENGIE a également conclu un accord de partenariat avec Orange dans deux domaines : l'électrification rurale et l'optimisation de l'efficacité énergétique par ENGIE des infrastructures de télécommunications (tours télécoms) d'Orange en Afrique. Un projet pilote de système solaire domestique est en cours dans trois pays : le Sénégal, la Côte d'Ivoire et le Cameroun.

Les activités d'ENGIE en matière de services énergétiques sont réparties dans 17 pays d'Afrique *via* un certain nombre de sociétés (avec une présence particulièrement développée en Algérie et au Maroc avec Cofely Maroc).

Cofely Maroc développe des solutions multi-techniques de maintenance, d'efficacité énergétique et de *facility management* pour le compte de grandes multinationales et d'entreprises locales telles que Renault, Sanofi, Aircelle (groupe Safran), Lafarge, *etc.*

Cofely Maroc est par ailleurs responsable de la supervision et de la maintenance des équipements pour le port de Tanger Med.

1.3.3.2 Chine

1.3.3.2.1 Missions & Stratégie

Capitalisant sur le savoir-faire et les solutions du Groupe ainsi que sur les innovations chinoises, la BU Chine a pour ambition de devenir un acteur de référence de la transition énergétique chinoise, en sélectionnant quelques initiatives pour les développer à grande échelle. Les priorités à cet égard sont les suivantes : (1) développer l'énergie solaire en Chine ; (2) mettre au point des solutions liées aux villes de demain, en s'appuyant sur les partenariats locaux qui existent déjà dans les villes de Pékin, Shanghai et Chongqing, ainsi que dans la province du Sichuan ; (3) explorer le potentiel de l'Internet des objets avec l'appui du Groupe ; (4) soutenir le Groupe et aider les autres entités du Groupe qui souhaitent se développer en Chine ou collaborer avec des patenaires chinois à l'étranger.

1.3.3.2.2 Description des activités

- Énergie solaire : L'ambition de la BU Chine en matière de production centralisée d'électricité se concentre sur le développement de l'énergie solaire.
- Production combinée de chaleur, de froid et d'électricité (CCHP) : La BU Chine a noué un partenariat dans le domaine de la CCHP pour des parcs industriels avec Sichuan Energy Investment Company (SCEI) *via* le projet YUECHI dans la province du Sichuan, dont la mise en service est prévue en 2017.
- Chaîne de valeur du gaz : La BU Chine développe des services et son activité de distribution de GNL notamment au travers de sa participation dans la société de liquéfaction XINWEI dans la province de Shaanxi.
- Approvisionnement stratégique : La BU Chine apporte son soutien au Groupe grâce à la mise en place d'une plateforme d'approvisionnement en Chine, en collaboration avec l'organisation achats du Groupe.
- Villes de demain : La BU Chine a l'ambition de se forger une expertise interne et locale pour proposer des solutions compétitives visant à développer les villes de demain.

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

1.3.3.3.1 Missions & Stratégie

La BU MESCAT continuera à développer ses positions fortes dans la production d'énergie centralisée peu émettrice de CO_2 (gaz naturel) dans sa zone historique. Elle développe aussi de nouvelles activités dans cette zone ainsi que dans de nouvelles régions : projets de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ; services BtoB/BtoT/BtoC ; projets relatifs à la chaine de valeur du gaz.

En parallèle, la BU s'est engagée à préserver la valeur des activités existantes en améliorant leur compétitivité et les conditions contractuelles et en réduisant la charge financière.

1.3.3.3.2 Description des activités

Production d'énergie centralisée

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

La BU MESCAT est le premier développeur privé d'électricité et d'eau dans la région avec des capacités de production totales de 30 GW et de 1 212 MGIJ (5,5 millions de m^3 d'eau/jour) provenant des installations de dessalement en exploitation ou en construction. Dans le cadre du modèle commercial de producteur indépendant d'électricité (et d'eau) au Moyen-Orient, les projets sont généralement pour partie la propriété du gouvernement (exploitant local aux côtés des partenaires).

Les cadres réglementaires dans les différents pays du CCG sont similaires, avec des appels d'offres compétitifs lancés par les autorités responsables de l'électricité demandant aux producteurs d'électricité privés de soumissionner pour des concessions relatives à la construction, à la propriété et à l'exploitation des centrales. La production est ensuite vendue par le producteur privé à une société de services à la collectivité en vertu de contrats à long terme dont les modalités sont définies au stade de l'appel d'offres.

La BU MESCAT détient des participations et/ou exploite les centrales de production d'eau et de production d'électricité à partir de gaz dans les pays du CCG suivants :

- Arabie Saoudite : Marafiq, Riyadh PP11, Tihama ;
- Bahreïn : Al Dur, Al Ezzel, Al Hidd ;
- Qatar : Ras Laffan B, Ras Laffan C ;
- Émirats arabes unis : Fujairah F2, Al Taweelah A1, Shuweihat S1, Shuweihat S2, Umm Al Nar, Mirfa ;
- Oman : Al Kamil, Barka 2, Barka 3, Sohar 1, Sohar 2, Al Rusail, Al Manah(1) ;
- Koweït : Az Zour North.

ENGIE Power & Water Middle East a été créée sous la forme d'une organisation dédiée à la gestion du portefeuille d'actifs et des installations d'exploitation et de maintenance associées dans les pays du CCG et au Pakistan.

Asie du Sud : au Pakistan, dans la province du Baloutchistan, ENGIE détient à 100% les deux centrales au gaz à cycle combiné (CGCC) Uch 1 (551 MW) et Uch 2 (381 MW). L'électricité produite est vendue dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme aux compagnies de distribution. Le marché des consommateurs n'est pas libéralisé.

Turquie : le marché de l'électricité turc connaît aujourd'hui un processus de libéralisation visant à le transformer en marché totalement ouvert. Le *trading* a été graduellement introduit avec un marché au comptant actif depuis fin 2010 sur le « *Balancing and Settlements Market* » (marché d'équilibrage et de règlements). ENGIE détient une participation de 95% dans Baymina Enerji, une CGCC de 763 MW, ainsi qu'une participation de 33,3% dans la CGCC Uni-Mar Marmara de 480 MW. L'électricité est vendue à TETAS, l'acheteur national d'électricité, dans le cadre de contrats d'achat d'électricité à long terme.

Chaîne de valeur du gaz

Asie du Sud : en Inde, ENGIE détient 26% du terminal flottant de GNL de Kakinada en cours de développement, dont la capacité totale est de 5 Mt/an. Aux côtés de Shell, ENGIE sera chargé de l'approvisionnement en GNL et de sa commercialisation après regazéification au niveau du terminal.

Turquie : ENGIE détient aussi 90% du troisième distributeur de gaz naturel en Turquie, IZGAZ, qui distribue et commercialise du gaz naturel à plus de 300 000 clients résidentiels, commerciaux et industriels dans la région de Kocaeli.

(1) ENGIE ne détient pas de participation dans Al Manah mais exploite cette centrale.

ENGIE ETP, une société constituée en 2010, exerce des activités de gros et de détail dans le gaz naturel depuis 2011. Elle détient une licence de GNL au comptant pour exploiter une activité de gaz naturel en Turquie.

ENGIE a inauguré le premier terminal flottant d'importation de GNL en Turquie. Le Groupe a été sélectionné par les promoteurs Kolin et Kalyon pour fournir cette solution "*fast-track*" d'importation de GNL reposant sur l'usage d'un FSRU (unité flottante de stockage et de regazéification), pour laquelle le Groupe a choisi le Neptune, l'un des deux FSRU de sa flotte.

Services

Pays du CCG : au travers de sa filiale COFELY BESIX Facility Management (CBFM), constituée en 2008 sous forme d'une *joint venture* avec le groupe de construction belge BESIX, ENGIE est un gestionnaire d'installations majeur aux Émirats arabes unis et au Qatar. CBFM gère un certain nombre de clients tels que Masdar City & Institute à Abu Dhabi, la Qatar Foundation à Doha, ainsi que Emirates SkyCargo et Emaar Properties à Dubaï. Outre la gestion d'installations techniques, l'entreprise propose également un éventail de services externalisés dans les domaines aéroportuaire et de l'efficacité.

Turquie : ENGIE Turkey propose des services d'exploitation et de maintenance à des industriels, tant dans la production que dans la distribution d'énergie.

ENGIE a débuté son activité dans l'électricité de détail en 2015 et détient une licence d'approvisionnement sur le marché de l'électricité turc.

1.3.3.4 Asie Pacifique

1.3.3.4.1 Missions & Stratégie

La BU Asie Pacifique est solidement implantée en Australie, en Indonésie, à Singapour et en Thaïlande, avec un portefeuille de projets dans d'autres pays de la région. La BU Asie Pacifique procède actuellement à une décarbonisation à grande échelle *via* la cession et la fermeture de certaines centrales au charbon, conjuguée à une solide ambition de croissance dans la production d'électricité à partir de sources renouvelables, ainsi que dans les services et les nouvelles activités autour de l'électrification des zones rurales, la mobilité verte et les villes intelligentes.

1.3.3.4.2 Description des activités

Australie et Nouvelle-Zélande

En Australie, l'activité se concentre historiquement sur la production d'électricité (2 630 MW). Le Groupe a néanmoins annoncé la fermeture de la centrale de production d'électricité au lignite de Hazelwood (1 600 MW), située dans l'État de Victoria, le 31 mars 2017. Dans le même temps, une nouvelle entité dédiée au développement d'actifs renouvelables a été constituée. Ses projets dans le solaire et l'éolien sont en cours de développement. Le portefeuille d'activités comprend également une activité de vente d'énergie en pleine croissance baptisée « Simply Energy », qui fournit de l'électricité et du gaz sur les segments BtoB et BtoC (à environ 600 000 clients).

Les missions de services d'ENGIE en Australie et Nouvelle-Zélande s'articulent autour de quatre activités principales : services mécaniques, services de lutte contre les incendies, services énergétiques (efficacité énergétique et énergie décentralisée : ENGIE développe un réseau urbain de chaleur et de froid bas carbone à Christchurch, en Nouvelle-Zélande, dans le cadre du programme de reconstruction après le séisme) et services électriques et liés aux données, à la communication et à la sécurité.

Indonésie

Le 21 décembre 2016, ENGIE a finalisé la vente de sa participation de 40,5% dans Paiton, une centrale au charbon de 2 035 MW située sur l'île de Java. Deux projets d'installations géothermiques sont en développement à Sumatra (Muara Laboh et Rantau Dedap), en collaboration avec PT Supreme Energy. ENGIE etudie également un certain nombre d'autres projets dans les énergies renouvelables aux côtés de divers partenaires locaux.

PLN, acteur détenu par l'État, détient le monopole des systèmes de transmission et de distribution, tandis que des producteurs d'électricité indépendants sont autorisés à construire et à exploiter des capacités de production. En 2014, la nouvelle administration Jokowi s'est fixée pour objectif de développer 35 000 MW de nouvelle capacité de production d'ici à 2019, dont 25 000 MW seront construits par des producteurs d'électricité indépendants. ENGIE participe à ce programme en répondant au travers de consortiums dans le cadre d'appels d'offres relatifs à la production au gaz, ainsi que par le biais de négociations bilatérales portant sur le développement d'actifs de production renouvelable centralisés et décentralisés.

Thaïlande, Laos et Myanmar

Le groupe Glow, dans lequel ENGIE détient une participation majoritaire (69,1%), est coté à la Bourse de Thaïlande. Cet acteur majeur du marché de l'énergie thaïlandais possède une capacité installée combinée de 3 216 MW en Thaïlande et au Laos. Le groupe Glow produit et fournit de l'électricité à l'office thaïlandais de production d'électricité *Electricity Generating Authority of Thailand* (EGAT), dans le cadre des programmes de petits producteurs d'électricité et de producteurs d'électricité indépendants du pays, et fournit de l'électricité, de la vapeur, de l'eau industrielle et des services à de gros clients industriels pour l'essentiel.

ENGIE détient aussi une participation de 40% dans PTT NGD, un distributeur de gaz naturel qui dessert des clients industriels dans la région de Bangkok.

ENGIE est présent depuis 2001 dans le secteur des services énergétiques, en fournissant des solutions complètes d'efficacité énergétique aux secteurs des services industriels et commerciaux, aux collectivités locales, aux administrations publiques et aux infrastructures.

Singapour

ENGIE détient une participation de 30% dans Senoko Energy, la plus grande société de production et de distribution d'énergie verticalement intégrée de Singapour en matière de capacité de production. Senoko Energy possède et exploite un portefeuille d'actifs de production électrique avec une capacité combinée de 3 300 MW et une part de marché d'environ 20%. Senoko est également présent sur le marché de la distribution d'électricité sur le segment BtoB avec une part de 20% et se positionne en vue de l'ouverture du marché de la distribution BtoC à la mi-2018.

La BU Asie Pacifique exerce également deux activités clés dans les services énergétiques :

- ENGIE Services Singapore (Cofely FMO), dont le cœur de métier consiste à fournir des solutions intégrées de *facility management* et d'efficacité énergétique avec un savoir-faire stratégique dans les installations critiques telles que les aéroports, les établissements de santé, les infrastructures ferroviaires et les établissements d'enseignement ;
- ENGIE ITS (Cofely Data Centers) est un spécialiste des centres de données doté de capacités clés dans la conception, la construction et la maintenance de ces centres.

ENGIE a conclu un accord de *joint venture* avec SIGFOX S.A. et Unabiz Pte. Ltd. en vue de développer, de détenir et d'exploiter un réseau d'Internet des objets à Singapour, dont le déploiement à grande échelle est prévu au premier semestre 2017.

Malaisie

En Malaisie, le Groupe intervient au travers d'ENGIE Services depuis 2012, à la suite de l'acquisition d'une participation de 49% dans Megajana, qui exploite les centrales de froid urbain de CyberJaya.

ENGIE Services Malaysia est une entreprise de services énergétiques (ESCO) agréée disposant de capacités de livraison essentielles et d'un savoir-faire clé dans la gestion de l'énergie et de l'environnement.

Philippines

ENGIE Services est présent dans le pays depuis 2010 où il apporte des solutions complètes d'efficacité énergétique à des clients industriels et commerciaux à Manille, ainsi que dans les régions d'Alabang-Batangas et de Cebu. L'entreprise construit actuellement une centrale de froid urbain de 40 MWth sur une friche industrielle de Northgate, à Filinvest City dans la région d'Alabang.

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 de gaz naturel et d'électricité et les activités de services à l'énergie et d'installation.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	9 044	8 732	-3,6%
EBITDA	755	445	+69,5%

1.3.4.1 Missions & Stratégie

La BU Benelux est leader de la fourniture d'électricité et de gaz sur le marché belge, challenger aux Pays-Bas et leader dans le secteur des services au Benelux. La BU s'engage pour ses clients, employés et partenaires locaux en Belgique, au Luxembourg et aux Pays-Bas à développer et mettre en œuvre des solutions énergétiques et industrielles d'avenir :

- la production d'électricité sans émissions 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 pour l'efficacité énergétique de la maison et de solutions de mobilité ancrées dans la révolution énergétique et digitale, qui simplifient 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 dans le domaine de l'efficacité énergétique des bâtiments, du développement et de l'optimisation des systèmes énergétiques et des infrastructures, du confort et de la mobilité des citoyens.

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 5 913 MW, sur laquelle il y a au total des droits de tirage de 997 MW.

Depuis le 22 décembre 2016, un cadre juridique et économique stable a été mis en place pour l'opération des centrales nucléaires : avec le vote sur la loi qui fixe les contributions pour les unités Doel 3 & 4, et Tihange 2 & 3, la convention sur la prolongation de Doel 1 & 2 et Tihange 1 entre en vigueur, qui prolonge la durée de vie de 10 ans jusqu'à 2025 et qui fixe les contributions nucléaires pour ces centrales. La BU investit 700 millions d'euros pour permettre la *Long Term Operation (LTO)* des unités Doel 1 & 2.

Au 31 décembre 2015, le montant des provisions nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe s'élevait à 8,4 milliards d'euros (dont 3,6 milliards relatifs au démantèlement des installations et 4,7 milliards relatifs à la gestion de l'aval du cycle du combustible). À la suite de la révision triennale, le taux d'actualisation passera de 4,80% (à fin 2015) à 3,50% (à fin 2016, avec un taux d'inflation inchangé à 2,0%). Les provisions nucléaires dans les comptes consolidés du Groupe augmenteront dès lors de 1,8 milliard d'euros, prenant en compte l'intégralité des conclusions de la révision triennale.

La BU opère également des actifs de production d'énergie renouvelable, comprenant une capacité éolienne terrestre de 256 MW (+45 MW en 2016) en Belgique et 56 MW aux Pays-Bas, et une capacité solaire de 5 MW. La BU est responsable du développement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance de ses actifs. Son objectif est d'accroître ses capacités installées en lien avec les ambitions du Groupe : en Belgique, la BU ambitionne notamment de dépasser 500 MW de capacité éolienne à horizon 2020. La BU a l'ambition de développer, avec ses clients industriels, une capacité solaire de minimum 60 MW en Belgique et une capacité identique aux Pays-Bas.

Sur le marché *retail*, la BU Benelux gère environ 2,65 millions de contrats en électricité (11,4 TWh) et 1,37 million en gaz naturel (22,2 TWh) en Belgique et environ 270 milliers de contrats en électricité (1,3 TWh) et en gaz naturel (4,8 TWh) aux Pays-Bas. Elle dispose également d'un portefeuille de clients professionnels (industrie et tertiaire), en électricité (12,6 TWh vendus en Belgique, 7,1 TWh aux Pays-Bas) et en gaz naturel (14,4 TWh en Belgique et 7,4 TWh aux Pays-Bas), ainsi que des offres de services énergétiques. Enfin, la BU développe une gamme de produits et services innovants pour toutes ses catégories de clients (isolation, remplacement de chaudières individuelles, objets connectés, solaire photovoltaïque, services d'assistance, *etc.*).

À travers ses filiales spécialisées, ENGIE Cofely, ENGIE Axima et ENGIE Fabricom, la BU Benelux propose à ses clients des prestations multi-techniques (génie électrique, systèmes d'information et de communication, génie climatique et réfrigération, génie mécanique et maintenance industrielle) pour améliorer la pérennité, la fiabilité et

l'efficacité énergétique de leurs installations. La BU intervient dans les secteurs du tertiaire, de l'industrie, de l'énergie, du transport et contribue à l'aménagement urbain durable des collectivités locales en proposant des solutions :

- d'amélioration de la performance énergétique et de limitation de l'impact environnemental des bâtiments (audit de performance énergétique, gestion-maintenance technique, contrats de performance énergétique, etc.) ;
- de production, exploitation et distribution d'énergies locales et renouvelables (centrales de cogénération, utilités industrielles, réseaux de chaleur et de froid) ;
- d'intégration de services (*facility management*, gestion multi-sites, partenariats public-privé, etc.).

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 – hors Solairedirect), 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 (qui conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures décentralisées de production et de distribution d'énergie – 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	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	20 332	20 248	+0,4%
EBITDA	1 315	1 274	+3,2%

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 renouvelable d'ENGIE en France, à partir d'énergie hydraulique, éolienne, photovoltaïque ou marine.

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 1.3.5.1.2.

Au plus proche des territoires, l'ambition de la BU est de faire de la transition énergétique une réalité concrète au cœur de l'activité d'ENGIE. Que ce soit dans les technologies existantes les plus matures (hydraulique, éolien, solaire, etc.), comme dans les nouvelles technologies (éolien *offshore* posé et flottant, hydrogène, etc.), la BU est présente sur l'ensemble des activités qui font et feront la croissance verte du mix énergétique français. Pour cela elle dispose à fin 2016 de 5,7 GW de capacités installées d'énergies renouvelables (à 100%) et 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 pour atteindre près de 3 GW installées sur cette technologie en 2021. La BU se positionne de manière compétitive dans le cadre des évolutions réglementaires à venir (fin des tarifs d'achats) ;
- Solaire photovoltaïque : accélérer fortement le développement dans un cadre favorable, avec un marché qui devrait plus que tripler d'ici 2023 pour atteindre près de 1 GW de capacités installées sur cette technologie en 2021 ;
- 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 savoir-faire du Groupe pour poursuivre leur développement (éolien en mer posé, éolien en mer flottant).

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) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque et énergies marines renouvelables ;
- SHEM (Société Hydro-Électrique du Midi) : hydroélectricité ;
- LCV (La Compagnie du Vent) : éolien terrestre, solaire photovoltaïque ;
- 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 quatre stations de ski dans les Pyrénées, alimentées à 100% en énergies renouvelables.

1.3.5.2 France BtoB

1.3.5.2.1 Missions & Stratégie

Dans un contexte à fort enjeu d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB imagine, conçoit et réalise des

solutions énergétiques performantes destinées aux territoires (collectivités et grandes infrastructures), aux bâtiments tertiaires ou industriels et à l'habitat collectif (public ou privé).

Ces solutions s'appuient à la fois sur les expertises fortes de chacune des entités qui la composent, sur une présence territoriale dense, une solide intimité clients et sur une dynamique d'innovation permettant d'anticiper et d'accompagner les nouveaux besoins (modélisation des données du bâtiment, ville du futur, hypervision, maintenance prédictive, etc.).

Pour pérenniser sa place de leader français des solutions d'efficacité énergétique et environnementale, la BU France BtoB déploie sa stratégie sur trois axes :

- développement d'offres globales (multi-sites) et intégrées (multi techniques et multi-services), profitant des expertises pluridisciplinaires et de l'ancrage territorial du Groupe, pour se démarquer des offres concurrentes ;
- intégration de solutions innovantes et digitalisées, permettant de gagner en rapidité, en efficacité et en longévité ;
- optimisation des processus, de l'organisation et des outils pour être toujours plus performants et compétitifs.

1.3.5.2.2 Description des activités

La BU France BtoB est composée de cinq entités aux réputations et aux expertises bien établies dans leurs domaines :

- ENGIE Cofely, dans les solutions d'efficacité énergétique et de *facility management ;*
- ENGIE Ineo, dans le génie électrique et les systèmes de communication ;
- ENGIE Axima, dans le génie climatique et la réfrigération ;
- ENDEL ENGIE, dans la maintenance industrielle et la maintenance nucléaire ;
- Entreprises & Collectivités, en ventes d'énergies (gaz et électricité)[1].

Forte de ces compétences complémentaires, la BU propose des solutions à toutes les étapes de vie d'une installation :

- Conception ;
- Construction/installation (avec possibilité de financement) ;
- Maintenance technique ;
- Exploitation complète (avec possibilité de fourniture d'énergies, d'engagement d'efficacité et de services intégrés) ;
- Déconstruction/démantèlement.

1.3.5.3 France BtoC

1.3.5.3.1 Missions & Stratégie

Les équipes de la BU 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 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.

Il convient de noter concernant l'évolution du contexte réglementaire, la promulgation de :

- l'ordonnance d'autoconsommation, qui fixe un cadre à l'autoconsommation individuelle et collective et qui devrait permettre de simplifier le processus de raccordement des installations concernées au réseau de distribution ;
- l'avis de la Cour de Justice de l'Union européenne (CJUE) sur les tarifs règlementés de vente (TRV) de gaz. Le Conseil d'État doit à présent se prononcer (décision attendue en 2017).

1.3.5.3.2 Description des activités

La BU reste leader de la vente de gaz en France, malgré une concurrence intense.

En électricité, la BU a poursuivi l'accélération de son développement en 2016 et confirme son avance sur les autres fournisseurs alternatifs d'électricité avec un portefeuille qui atteint 3 millions de clients à fin 2016.

ENGIE est également présent sur la chaîne de valeur de l'efficacité énergétique dans l'habitat : diagnostic énergétique, conseil, financement de travaux, conception, installation et entretien des installations. Le Groupe est notamment leader sur la maintenance des chaudières individuelles.

De nouvelles offres ont été lancées en 2016 et illustrent la capacité d'innovation de la BU et sa volonté d'accompagner les clients dans la transition énergétique :

- « manouvellechaudière.fr » : une offre innovante d'étude et de vente à distance de chaudières ;
- Le pack chauffage : une offre de financement qui associe l'installation d'une nouvelle chaudière et sa maintenance ;
- Elec'car : une offre d'électricité verte à -50% aux heures creuses, réservée aux propriétaires de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ;
- Électricité verte pour tous : l'électricité verte sans surcoût pour tous les nouveaux clients.

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.

Fort 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 et la conquête de nouveaux réseaux ;

(1) Depuis le 14 février 2017, un nouveau positionnement de l'entité Entreprises & Collectivités est mis en place, basé sur une plus forte proximité avec la BU GEM. Cette entité ne fait donc plus partie du périmètre de la BU France BtoB depuis cette date.

- le renforcement de ses outils de production d'énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien, hydro, 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 ENGIE 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 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 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 Energies, 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, INEO Polynésie, Cofely 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 BUs : 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 BUs 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	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	8 118	8 491	-4,4%
EBITDA	612	559	+9,5%

1.3.6.1 Royaume-Uni

1.3.6.1.1 Missions & Stratégie

La BU Royaume-Uni s'est fixée pour mission d'améliorer la vie des territoires et des clients qu'elle dessert, en proposant des services innovants et des solutions énergétiques durables. La BU s'appuie sur ses expertises pour piloter la transition du Royaume-Uni vers un avenir plus sûr et plus pérenne, au travers d'une stratégie fondée sur l'investissement dans les infrastructures énergétiques critiques, l'intégration de son expertise énergétique à son large éventail de services et l'innovation dans des solutions et technologies orientées clients.

1.3.6.1.2 Description des activités

- Infrastructures énergétiques (production d'électricité, développement des énergies renouvelables, *trading* et gestion de portefeuille) :

  La BU est un important producteur d'électricité indépendant au Royaume-Uni qui détient des intérêts dans 4 GW d'actifs de production (2,2 GW détenus et opérés par la BU Royaume-Uni et 1,8 GW qui relèvent de la BU Génération Europe et qui sont opérés par la BU Royaume-Uni), notamment la principale installation de pompage/turbinage britannique (*First Hydro*) ainsi qu'une activité bien implantée de développement des énergies renouvelables (éolien et solaire). La BU Royaume-Uni fournit des services de support aux grandes centrales thermiques d'ENGIE implantées au Royaume-Uni qui relèvent de la BU Génération Europe. Sur le territoire britannique, la BU exploite également plusieurs sites de clients avec une production électrique intégrée à grande échelle et une capacité d'exportation vers le réseau. La fonction de *trading* assure l'interface de marché du portefeuille de production d'ENGIE au Royaume-Uni en gérant son exposition aux prix des matières premières sur le marché de l'énergie de gros.
- Solutions énergétiques (efficacité énergétique, approvisionnement en énergie et achat d'électricité, production d'énergie localisée, réseaux de chaleur et de froid urbains) :

  ENGIE intervient en qualité de partenaire énergétique fournissant une énergie et des solutions de gestion énergétique durables afin de répondre aux besoins actuels et futurs de chaque client. L'entreprise dispose de capacités importantes conçues pour desservir des organisations publiques, BtoT et BtoB, y compris des entreprises de toutes tailles, des PME aux plus grandes multinationales. Des solutions unifiées sont également proposées pour permettre aux clients d'exercer la pleine maîtrise de leurs besoins en énergie et de

relever les enjeux d'un environnement énergétique en constante mutation.

- Services (services techniques, *facility management*, services aux entreprises) :

  ENGIE est un prestataire incontournable de services conçus pour améliorer la performance et l'efficacité des bâtiments, des industries, des infrastructures et des villes. Dans les secteurs public, privé et de la santé, ENGIE travaille au plus près de ses clients pour intégrer des solutions en utilisant ses points forts dans les services techniques, le *facility management* et l'externalisation des processus métiers, souvent associés à son expertise dans l'énergie. Des services intégrés apportent une valeur ajoutée aux opérations des clients, tout en aidant ces derniers à réduire leurs coûts et leur empreinte carbone.

1.3.6.2 Europe du Nord, du Sud et de l'Est

1.3.6.2.1 Missions & Stratégie

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

L'ambition de la BU est d'être à l'avant-garde de la transition énergétique européenne. L'environnement de la BU est caractérisé par de profondes et rapides transformations, comme la décentralisation et la digitalisation, bien qu'à des niveaux de maturité différents selon les pays.

La BU met en œuvre sa stratégie au travers d'une organisation pays qui lui permet de renforcer son positionnement actuel et d'être une force d'innovation au service de ses clients.

Les priorités stratégiques de la BU peuvent être résumées comme suit :

- renforcer ses positions actuelles comme base de croissance ;
- poursuivre le développement de services d'efficacité énergétique, plus intégrés et digitalisés ;
- accélérer le déploiement des énergies renouvelables centralisées et décentralisées ;
- devenir l'architecte énergétique des territoires.

1.3.6.2.2 Description des activités

La BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est exerce son activité dans trois métiers principaux :

- les solutions aux clients : la BU fournit des services d'approvisionnement de gaz, d'électricité, d'efficacité énergétique à ses clients particuliers et professionnels, aux entreprises et aux collectivités locales. Dans l'efficacité énergétique, la BU offre notamment des services dans la gestion intégrée des installations, la décentralisation de l'énergie (cogénération par exemple) ou encore les infrastructures urbaines (réseaux de chauffage, éclairage public) ;
- les activités de production d'énergie verte : la BU développe, construit et opère des installations d'énergies renouvelables, notamment dans l'éolien, la biomasse, l'hydroélectricité et le solaire ;
- les infrastructures énergétiques : la BU assure le fonctionnement de réseaux de distribution, principalement de gaz, et d'infrastructures de stockage.

En Allemagne, ENGIE est particulièrement actif, au travers de ses filiales spécialisées, dans l'installation, l'opération, la maintenance de solutions d'efficacité énergétique, ainsi que dans la fourniture de gaz et d'électricité. Les ventes aux clients BtoB se sont élevées à environ 13 TWh d'électricité et 7,6 TWh de gaz en 2016. ENGIE fournit également de l'énergie aux clients particuliers principalement dans le cadre de ses participations dans 4 sociétés municipales de services collectifs *via* lesquelles le Groupe est aussi actif dans les réseaux de chaleur, la distribution et les solutions de production décentralisées. Enfin, ENGIE opère une capacité installée en éolien terrestre de 196 MW et en installations hydroélectriques de 142 MW. La réforme du marché de l'énergie se poursuit autour notamment de l'idée d'un marché de capacités, de la mise en place d'enchères pour les énergies renouvelables ou encore du soutien des cogénérations gaz au détriment de celles au charbon, et à plus long terme (2050) de la définition d'une économie industrielle zéro carbone.

En Espagne, les entités exploitent 66 MW d'actifs de production d'électricité d'origine solaire et hydroélectrique au travers d'un partenariat avec Mitsui ainsi que des unités de cogénération et de réseaux de chaleur dans la ville de Barcelone. Les activités commerciales de vente de gaz et d'électricité se concentrent sur le marché industriel avec 333 GWh de gaz et 310 GWh d'électricité vendus. ENGIE est par ailleurs actif dans les métiers de l'installation, opération, maintenance, fourniture de solutions d'efficacité énergétique.

En Grèce, ENGIE fournit de l'électricité aux clients BtoC, industriels, entreprises ainsi que du gaz. Sa filiale ENGIE Hellas est active dans les solutions d'efficacité énergétique et de services techniques dans les bâtiments.

En Hongrie, le Groupe est actif dans la distribution de gaz et distribue avec 16 169 GWh de gaz distribués. Il est également présent dans les services énergétiques aux clients industriels et tertiaires.

En Italie, ENGIE est actif dans la vente de gaz et d'électricité avec 0,9 million de contrats, dans la fourniture de chaleur et de froid *via* des unités de cogénération et des réseaux de chaleur et de froid, ainsi que dans la fourniture de solutions d'efficacité énergétique sur différents segments de marché (résidentiel, entreprises, collectivités). Le Groupe est particulièrement présent sur le segment BtoT et participe notamment au processus Consip mis en place par le ministère de l'Economie et des Finances, développant ainsi des solutions performantes pour les villes et les bâtiments publics (universités, hôpitaux, etc.) au plus près des besoins de ce segment de clientèle. ENGIE exploite par ailleurs environ 170 MW d'actifs éoliens, solaires au sol et sur toiture ainsi que des unités biomasse. En 2016, les autorités publiques ont lancé diverses réflexions pour réformer le système régulatoire pour l'efficacité énergétique. Elles ont également acté la fin des tarifs réglementés de l'énergie des particuliers pour mi-2018, et négocié avec la Commission européenne pour définir le marché de rémunération de capacité qui pourrait être lancé en 2017.

En Pologne, le Groupe est principalement actif dans les métiers de production d'électricité d'origine éolienne avec une capacité installée de 138 MW et dans les réseaux de chaleur. La BU possède un portefeuille de clients BtoB en électricité de 597 GWh et est également présente dans l'installation et les services intégrés dans les bâtiments.

Au Portugal, les activités d'ENGIE se concentrent sur la production d'électricité d'origine renouvelable *via* Trustwind et Generg (*joint-venture* à 50% avec Marubeni) avec 488 MW d'éolien opérés, la distribution de chaleur et froid dans la ville de Lisbonne au travers de sa filiale Climespacoa et les solutions d'efficacité énergétique (installation, maintenance, solutions intégrées dans les bâtiments).

En Roumanie, l'activité principale réside dans la distribution de gaz naturel à travers la filiale Distrigaz Sud Retele qui exploite un réseau de distribution de 19 100 km. ENGIE Romania fournit du gaz naturel à près de 1,7 million de particuliers, majoritairement dans le sud du pays, ainsi que de l'électricité aux clients industriels. ENGIE intervient également dans le secteur des services énergétiques aux particuliers par le biais d'ENGIE Servicii, spécialisé dans l'entretien des installations domestiques et sert près de 650 000 clients. Le Groupe est en outre actif dans le secteur des services aux entreprises *via* ENGIE Building Solutions, filiale d'ENGIE Servicii. Par ailleurs, ENGIE exploite deux parcs

éoliens, à Gemenele et à Baleni, pour une capacité installée de 98 MW. Enfin, le Groupe est actif dans le stockage de gaz naturel, à travers sa filiale Depomures. Le processus de déréglementation des prix du gaz et de l'électricité se poursuit pour les consommateurs résidentiels alors que les producteurs et les fournisseurs de gaz et d'électricité ont l'obligation d'échanger une partie de leur portefeuille sur les marchés. S'agissant des énergies renouvelables, après une détérioration du cadre réglementaire entre 2013 et 2015, le gouvernement actuel tente de réajuster le mécanisme de soutien afin de remédier à la situation difficile dans laquelle se trouvent les producteurs.

En Slovaquie, ENGIE est le second opérateur privé de réseaux de chaleur et fournit des solutions d'installation d'opération et de maintenance dans les bâtiments. Le Groupe exerce aussi une activité de stockage de gaz via sa filiale Pozagas.

En République tchèque, ENGIE est présent dans les services d'ingénierie, installation et maintenance.

En Suisse et en Autriche, ENGIE est actif dans la fourniture de services d'efficacité énergétique et d'énergie, l'installation et la maintenance dans les bâtiments.

1.3.7 Infrastructures Europe

Le secteur reportable Infrastructures Europe regroupe les activités de quatre BUs : la BU GRTgaz, la BU GRDF, la BU Elengy et la BU Storengy. Ces BUs 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	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 267	3 027	-8,0%
EBITDA	3 459	3 381	+2,3%

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 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 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.

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

GRTgaz est l'un des leaders européens du transport de gaz naturel et un expert mondial des réseaux et systèmes de transport gazier. En France, GRTgaz possède et exploite plus de 32 000 km de canalisations enterrées et 27 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 soient soumises à une autorisation délivrée par l'autorité administrative compétente dont les conditions sont fixées par les articles L. 555-7 et suivants et par les articles R. 555-2 et suivants du Code de l'environnement. Les autorisations sont nominatives et incessibles. Les bénéficiaires des autorisations de transport de gaz naturel exercent leurs missions dans les conditions fixées par ces autorisations.

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» destinés à s'appliquer à compter du 1er avril 2017 pour une période de quatre ans environ.

La méthodologie s'inscrit dans la continuité des principes retenus dans les tarifs précédents : mise à jour de la grille tarifaire au 1er avril de chaque année de façon à ajuster le revenu autorisé par la CRE au vu notamment de l'évolution de l'inflation, des meilleures prévisions disponibles de charges d'énergie et de souscriptions de capacités pour l'année considérée, objectif de productivité sur les charges nettes d'exploitation, incitation à la maîtrise des coûts d'investissement et clause de rendez-vous 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 conduit en 2017 à une baisse du tarif unitaire moyen de 3,1% (hors effet structure et reversement interopérateurs) et de 0,4% par an en moyenne sur la période ATRT6, Ces évolutions résultent de divers facteurs :

- d'une part, l'érosion des souscriptions anticipées sur la période, la mise en service de projets d'investissements significatifs, notamment dans le cadre de la création de la place de marché unique en France et la hausse des charges d'exploitation résultant en particulier des projets visant à préparer l'avenir des réseaux de transport de gaz et à soutenir la transition énergétique ;
- et d'autre part, la baisse des prix de l'énergie, la baisse du coût moyen pondéré du capital de 6,5% à 5,25% (réel avant impôts) et les objectifs d'efficience fixés à GRTgaz.

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. L'année 2015 a permis de tirer le bilan de l'ancien projet d'entreprise et de fixer un nouveau cap pour 2018 :

- viser l'excellence opérationnelle dans l'exercice de ses métiers pour être reconnus comme des professionnels engagés ;
- 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 du tarif de 2,6% au 1er juillet 2016.

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 sont proposés depuis 2012 : rechargement et transbordement de méthaniers et 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 2016.

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 de nouveaux services dans les terminaux, dans l'esprit de ce qui est fait avec le rechargement, le transbordement entre méthaniers ou le chargement de camions citernes ;
- trouver des relais de croissance à l'international en valorisant les compétences de gestionnaire d'actifs et d'exploitant développées depuis 50 ans.

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 m³ de GNL.

- Terminal de Fos Cavaou : le terminal de Fos Cavaou, mis en service commercial en 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 Gm³ de gaz par an, un appontement pouvant accueillir les navires de taille Qmax et trois réservoirs d'une capacité totale de 330 000 m³ 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 sont régulés. Ceux en cours ont été fixés par la délibération de la CRE du 13 décembre 2012 et ajustés à mi-période par celle du 17 décembre 2014. De nouveaux tarifs s'appliqueront au 1er avril 2017, conformément à la délibération du 8 décembre 2016.

  La formule tarifaire actuelle présente une structure en cinq termes fonctions (i) du nombre de déchargements, (ii) des quantités déchargées, (iii) de l'utilisation des capacités de regazéification, (iv) du gaz en nature, ainsi que (v) de la modulation saisonnière. Celle applicable à compter du 1er avril 2017 sera simplifiée avec 3 termes seulement : (i) nombre de déchargements, (ii) quantités déchargées et (iii) gaz en nature.

1.3.7.4 Storengy

1.3.7.4.1 Missions & Stratégie

Avec Storengy, 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 doit s'adapter 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 ;
- être un acteur engagé de la transition énergétique, en valorisant ses sites au service des territoires ;
- se développer sur des marchés porteurs : gaz renouvelables, stockage de gaz (au grand international) et d'énergies, géothermie, en valorisant ses compétences clés (forage, géosciences, procédés de surface, maîtrise des risques…).

1.3.7.4.2 Description des activités

France : Au 31 décembre 2016, Storengy 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 mis en sommeil (correspondant à un volume utile total de 880 millions de m³) ;
- 51 compresseurs totalisant une puissance de 219 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.

Environnement législatif et réglementaire en France :
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. ENGIE est titulaire des titres miniers amodiés (1) à sa filiale Storengy, qui assure l'exploitation des sites et est donc titulaire des autorisations correspondantes.

Conformément à la Troisième Directive gaz, l'accès aux stockages est organisé selon un régime d'accès dit négocié : les prix du stockage sont établis par Storengy, de façon transparente et non discriminatoire. Le Code de l'énergie et les décrets du 21 août 2006 et du 12 mars 2014, fixent les conditions d'accès aux stockages. Les décrets précisent en particulier les conditions d'attribution et d'allocation des droits d'accès aux capacités de stockage et de répartition de celles-ci. Ils imposent au fournisseur autorisé ou à son mandataire de constituer des stocks, de manière à détenir au 31 octobre de chaque année une quantité de gaz participant à la fourniture de ses clients sur la période du 1er novembre au 31 mars. Un arrêté annuel établit les droits de stockage afférents et les obligations liées. Les conditions de prix varient en fonction des capacités techniques des réservoirs, du service de stockage de base et de la nature des services optionnels complémentaires choisis.

Allemagne : Storengy Deutschland GmbH, filiale à 100% de Storengy, se positionne comme l'un des leaders sur le marché du stockage en Allemagne avec plus de 8% de parts de marché en volume. La société détient et exploite six stockages pour une capacité utile de près de 1,7 milliard de m³ (trois sites salins : Harsefeld, Lesum et Peckensen ; trois sites déplétés : Fronhofen, Schmidhausen et Uelsen). Elle a également une participation à hauteur de 19,7% dans le site déplété de Breitbrunn (992 millions de m³ au total).

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) est d'ores et déjà en opération et commercialisée. Une exemption à l'accès des tiers a été accordée par l'*Office of the Gas and Electricity Market* (Ofgem) pour l'ensemble du projet.

(1) Amodiation : dans le droit des mines, nom donné à la convention par laquelle le titulaire du droit d'exploitation (État ou concessionnaire) procède à la location de la mine à un tiers, moyennant une redevance.

1.3.8 Global LNG et Global Energy Management

Le secteur reportable Global LNG et Global Energy Management comprend les activités de deux BUs : la BU Global LNG (GLNG) et la BU Global Energy Management (GEM).

La BU Global LNG gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme, des participations dans des infrastructures GNL et exploite une flotte de méthaniers. La BU GEM a pour mission de gérer et d'optimiser, pour le compte des BUs 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 BUs 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.

Les secteurs opérationnels GEM et Global LNG ont été regroupés au sein du secteur reportable GEM et Global LNG car ils ont pour mission commune la gestion et l'optimisation des contrats d'approvisionnement gaz du Groupe.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	8 981	11 320	-20,7%
EBITDA	3	196	-98,3%

1.3.8.1 Global LNG (GLNG)

1.3.8.1.1 Missions & Stratégie

Les missions de la BU GLNG s'articulent autour de deux axes :

- assurer l'approvisionnement en GNL de différentes entités d'ENGIE et accroître les ventes de GNL à des tiers, en privilégiant les zones à forte croissance (Asie, Amérique Latine, etc.) ;
- augmenter la valeur du portefeuille de contrats d'achat et de vente de GNL par une optimisation des contrats et de la flotte de méthaniers.

Compte tenu des conditions de marché actuelles, trois priorités stratégiques ont été définies :

- renégocier les contrats d'achats et de ventes qui ne reflètent pas les conditions actuelles du marché du GNL ;
- créer de nouveaux marchés avals, notamment à travers la fourniture de GNL à des pays dépendants du fioul et/ou du charbon pour leur production électrique ;
- promouvoir et développer les nouveaux usages du GNL, notamment comme carburant pour les navires et pour les industriels non raccordés au réseau de gaz (France, Belgique, Royaume-Uni et États-Unis).

1.3.8.1.2 Description des activités

La BU GLNG bénéficie d'une expertise reconnue sur l'ensemble de la chaîne de valeur du GNL, depuis le développement de projets de liquéfaction, au transport maritime du GNL et à sa commercialisation, en passant par l'exploitation des FSRU (unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL). Ses activités peuvent être scindées en cinq catégories :

- Développements long terme : approvisionnement et commercialisation à long terme de GNL ;
- Opérations court et moyen terme : négoce (achat/vente) de GNL et optimisation du portefeuille ;
- Gestion de la flotte : gestion et amélioration de l'efficience de la flotte de méthaniers tout en appuyant les projets de développement ;
- Nouveaux usages de GNL : promotion et développement du marché du GNL carburant pour navires, des ventes ex-terminal et des chaînes d'approvisionnement des clients non raccordés au réseau de gaz ;
- Ingénierie : appui technique aux différents projets de la BU et du Groupe.

La BU GLNG réalise ses activités en étroite collaboration avec les activités aval du Groupe.

	Engagements annuels de long terme [4]		Participation d'ENGIE dans des usines de liquéfaction
	en millions de tonnes de GNL par an (mtpa)	équivalent en TWh	
Algérie (contrat de long terme–DES [1])	6,8	102	-
Égypte	3,7	55	5% dans le train 1 d'Idku
Nigéria (contrat DES [1])	0,4	6	-
Norvège (participation de 12% liée au gisement de Snøhvit)	0,5	7	12% dans l'usine de Melkøya
Trinité-et-Tobago [2]	2,0	30	-
Yémen	2,6	39	-
Shell (contrat de long terme–DES [1])	0,4	6	-
Total (2016)	16,4	245	
États-Unis (Cameron LNG)	4 [3]	60	16,6% dans l'usine Cameron LNG
Russie (Yamal LNG)	1 [3]	15	

(1) Delivered ex-ship. Le vendeur décharge les cargaisons de GNL directement au terminal de regazéification du client.
(2) Le contrat avec Trinité-et-Tobago est porté contractuellement par ENGIE Energy North America.
(3) Les livraisons de GNL démarreront en 2018.
(4) Quantités contractuelles nominales.

1.3.8.2 Global Energy Management (GEM)

1.3.8.2.1 Missions & Stratégie

La BU GEM regroupe les activités de négoce et de gestion des actifs, pour le groupe ENGIE et pour le compte de tiers.

Spécialiste de la gestion des risques et des marchés de l'énergie, GEM met son expertise au service de l'ensemble des BUs du Groupe afin d'en assurer la compétitivité. Elle développe également des activités commerciales et des nouveaux produits auprès de clients externes.

La BU assure ses missions dans les quatre domaines suivants :

- Approvisionnement et gestion logistique (gaz, électricité, biomasse, émissions, etc.) ;
- Gestion d'actifs grâce aux positions prises sur les marchés ;
- Gestion et couverture des risques ;
- Accès au marché de l'énergie.

1.3.8.2.2 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 du support logistique y afférant, 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 ;
- **Activités de négoce et de 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 et commercialisation de produits standards et structurés autour de la gestion de risque et d'accès aux marchés de l'énergie ;
- **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 Response*).

Depuis le 14 février 2017, un nouveau positionnement de l'entité Entreprises & Collectivités [1] est mis en place, basé sur une plus forte proximité avec la BU GEM. Il renforcera les synergies entre les deux entités, au service de la compétitivité et du développement commercial, en favorisant notamment l'élaboration d'offres à forte valeur ajoutée pour les clients.

On notera les évolutions réglementaires suivantes en 2016 :

- En premier lieu la publication du paquet législatif «*Clean Energy for all Europeans*» par la Commission européenne. Cet ensemble de mesures vise à réformer le marché de l'énergie, en vue notamment de permettre une meilleure intégration des renouvelables et une autonomisation du consommateur.
- Les marchés infra-journaliers – qui sont des outils essentiels pour la gestion des renouvelables – ont connu des évolutions importantes, avec par exemple la mise en place d'un mécanisme d'allocation implicite des interconnexions entre la Belgique et la France, permettant d'augmenter significativement la liquidité sur ces marchés.
- On citera également l'entrée en vigueur de la ligne directrice européenne « *Forward Capacity Allocation* » qui régit la fonction des marchés transfrontaliers de l'électricité en Europe.
- Enfin, le marché de capacité français a été mis en place en 2016 et la première enchère organisée s'est déroulée avec succès en décembre.

(1) Cette entité ne fait donc plus partie du périmètre de la BU France BtoB depuis cette date.

1.3.9 Exploration et Production International

Le secteur reportable Exploration et Production International correspond à la BU Exploration et Production International. Il regroupe les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	1 799	2 242	-19,8%
EBITDA	1 198	1 514	-20,9%

1.3.9.1 Missions & Stratégie

La mission de la BU Exploration et Production International (ENGIE E&P) est d'être un opérateur fiable en Europe et dans le bassin méditerranéen en :

- produisant du gaz et du pétrole de manière sûre, efficace et durable ;
- menant des opérations d'excellence dans l'*offshore* en Europe du Nord, de l'exploration au démantèlement des installations ;
- ciblant la rentabilité et la création de valeur ;
- faisant preuve de résistance économique dans un contexte de prix du baril de pétrole peu favorable ;
- autofinançant son activité ;
- se consacrant au rapprochement prévu entre les portefeuilles et les sociétés d'Europe du Nord dans l'*offshore*.

ENGIE E&P fait de l'excellence Santé Sécurité Environnement (SSE) sa priorité absolue.

À la suite du changement du contexte de marché, ENGIE E&P a réagi en redéfinissant ses zones géographiques, puis en mettant en œuvre des changements drastiques en matière de nouveaux investissements, ainsi que d'importantes réductions des coûts d'exploitation afin de consolider son activité de manière pérenne.

ENGIE E&P se concentre sur ses actifs de production et des projets de développement de taille intermédiaire avec un délai de commercialisation court.

Une transformation ambitieuse d'ENGIE E&P a été entamée pour en faire une entreprise durable et rentable dans un contexte de volatilité et de prix bas. Il s'agit d'un projet essentiel afin d'attirer les talents et les compétences requises pour gérer, accompagner et poursuivre le développement de l'entreprise.

Principaux indicateurs-clés

L'essentiel de l'activité d'exploration-production du Groupe s'exerce en Europe et en Afrique du Nord.

Au 31 décembre 2016, le Groupe affichait les résultats suivants :

- implantation dans 12 pays ;
- 319 licences d'exploration et/ou de production détenues (dont 57% opérées par le Groupe) ;
- réserves prouvées et probables (2P) de 672,4 millions de barils équivalents pétrole (Mbep), dont 79% de gaz naturel et 21% d'hydrocarbures liquides ;
- production de 56,3 Mbep, dont 63% de gaz naturel et 37% d'hydrocarbures liquides.

1.3.9.2 Description des activités

Cadre juridique des activités d'exploration-production : le Groupe conduit ses activités d'exploration-production *via* sa filiale ENGIE E&P International SA qu'il détient à 70% (30% appartiennent indirectement à China Investment Corporation) et les filiales (à 100%) de celle-ci, qui constituent ensemble la BU Exploration et Production International.

Réserves prouvées et probables (2P) : pour estimer ses réserves 2P, le Groupe utilise la classification «SPE PRMS» (*Society of Petroleum Engineers – Petroleum Resources Management System*) basée sur les définitions communes de la SPE et du WPC (*World Petroleum Congress*).

Les tableaux ci-après présentent l'ensemble des réserves 2P du Groupe (comprenant les réserves développées ou non [1]) ainsi que leur répartition géographique.

			2016
Réserves du Groupe [2] en Mbep (millions de barils équivalents pétrole)	**Gaz naturel**	**Hydrocarbures liquides**	**Total**
Réserves au 31 décembre, N – 1	**531,5**	**167,6**	**699,2**
Révisions + découvertes	34,6	1,1	35,7
Achats et ventes d'actifs	-1,9	-4,2	-6,1
Ventes de production	-35,3	-21,0	-56,3
Réserves au 31 décembre	**528,9**	**143,6**	**672,4**

(1) Les réserves développées sont celles qui peuvent être produites à partir d'installations existantes. Les réserves non développées sont celles qui nécessitent de nouveaux puits, de nouvelles installations ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme une unité de compression.

Réserves du Groupe par pays [1] en Mbep	Gaz naturel	Hydrocarbures liquides	Total
Allemagne	27,9	53,4	81,3
Norvège	177,1	79,7	256,8
Royaume-Uni	43,7	1,0	44,7
Pays-Bas	59,7	4,8	64,5
Autres *	220,5	4,6	225,0
Total	528,9	143,6	672,4
Évolution	-1%	-14%	-4%

* *«Autres» couvre l'Algérie, l'Égypte et l'Indonésie.*

Au 31 décembre 2016, les réserves 2P d'hydrocarbures liquides et de gaz naturel d'ENGIE E&P (*«entitlement»*) [2] s'élèvent à 672,4 Mbep contre 699,2 Mbep en 2015. Le gaz représente 79% de ces réserves, soit un volume de 529 Mbep ou 85 milliards de m^3.

Le taux de renouvellement des réserves 2P d'une période donnée est défini comme le ratio des nouvelles réserves 2P de la période (découvertes, acquisitions nettes et révisions de réserves) rapportées à la production de la période. Le taux de renouvellement des réserves 2P d'ENGIE E&P est de 26% sur la période 2014-2016.

Production : au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2016, la production de gaz et d'hydrocarbures liquides vendue par ENGIE E&P s'est élevée à 56,3 Mbep.

Le tableau ci-dessous présente la production d'ENGIE E&P, y compris la quote-part des sociétés mises en équivalence par pays :

			2016
Production du Groupe par pays en Mbep	**Gaz naturel**	**Hydrocarbures liquides**	**Total**
Allemagne	3,4	2,7	6,1
Norvège	17,0	15,6	32,6
Royaume-Uni	1,6	0,1	1,7
Pays-Bas	12,1	1,9	14,0
Égypte	1,3	0,7	2,0
TOTAL	**35,3**	**21,0**	**56,3**

1.3.10 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 les activités holdings et corporate qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

CHIFFRES CLÉS

En millions d'euros	2016	2015	Variation brute *(en %)*
Chiffre d'affaires	3 405	3 710	-8,2%
EBITDA	15	472	-96,9%

(1) Les montants sont arrondis au plus près par la base de données : des écarts non significatifs peuvent néanmoins apparaître entre les lignes détaillées et le total.

(2) Sauf indication contraire, les références aux réserves 2P et à la production doivent être comprises comme la part qu'ENGIE E&P détient dans ces réserves et cette production, nette de toutes redevances prélevées en nature par les tiers sous forme de pétrole brut ou de gaz naturel (entitlement). Est inclus dans ces références le montant des réserves nettes 2P de pétrole, de gaz et autres hydrocarbures estimées comme pouvant être extraites pendant la durée restant à courir des licences, concessions et contrats de partage de production. ENGIE détient 70% des participations dans ENGIE E&P International SA, et les consolide selon la méthode d'intégration globale.

1.3.10.1 Génération Europe

1.3.10.1.1 Missions & Stratégie

Le contexte de marché dans lequel intervient la BU Génération Europe connaît d'importantes évolutions. La part de marché des énergies

renouvelables ne cesse de croître et la demande d'électricité est stable, voire diminue, ce qui entraîne une intensification de la concurrence sur ces marchés matures.

De plus, la montée en puissance des énergies renouvelables dont la production est intermittente suppose une plus grande intervention des gestionnaires de réseau de transport européens. En cas de forte volatilité des énergies renouvelables, les acteurs du marché doivent réagir afin de stabiliser le réseau. Avec toute la souplesse qu'elles offrent, les centrales au gaz jouent donc un rôle clé aujourd'hui sur les marchés de l'énergie. La BU Génération Europe, en sa qualité de fournisseur de services de flexibilité (services ancillaires), peut tirer profit de cette évolution en cours.

Afin de garantir la sécurité de l'approvisionnement à plus long terme, différents gouvernements se sont dotés de mécanismes supplémentaires de capacité ou de réserve, qui rémunèrent les producteurs d'électricité afin que les centrales électriques puissent être maintenues opérationnelles et ainsi fonctionner lors des épisodes de faible production d'électricité à partir des énergies renouvelables.

Dans un contexte de marchés en plein bouleversement, la BU Génération Europe souhaite devenir un acteur de référence de la transition énergétique en tant qu'alliée aux énergies renouvelables. Pour atteindre cet objectif, elle souhaite :

- proposer une offre compétitive sur les marchés matures de l'énergie en mettant sur le marché une énergie au prix le plus compétitif,
- répondre aux besoins accrus en flexibilité (services ancillaires et mécanismes de rémunération des capacités),
- servir de grands clients industriels en s'appuyant sur son savoir-faire en matière de marchés, d'opérations et de maintenance énergétiques de grands sites industriels, en collaboration avec d'autres BUs selon les besoins,
- et se positionner comme l'allié durable des énergies renouvelables en réduisant son empreinte environnementale (exemple : signature fin 2016 de la cession de la centrale au charbon de Polaniec en Pologne, entraînant une réduction de 6,2% des émissions de CO_2 d'ENGIE).

1.3.10.1.2 Description des activités

La BU Génération Europe gère un portefeuille d'actifs de production thermique avec une capacité installée de 24,3 GW [(1)] dans dix pays d'Europe (Belgique, Pays-Bas, Allemagne, France, Italie, Portugal, Espagne, Grèce, Pologne et Royaume-Uni). La répartition de la capacité installée par technologie s'établit comme suit : gaz (18 GW), charbon (4,4 GW), hydroélectrique et pompage/turbinage (1,3 GW), biomasse et autres (0,6 GW). Sur ces 24,3 GW de capacité installée, environ 2 GW sont mis sous cocon (de manière saisonnière) en fonction de la demande du marché.

Outre son activité de production électrique, la BU conçoit des services pour de grands clients industriels autour de solutions énergétiques et de services d'opération et de maintenance.

1.3.10.2 Tractebel

1.3.10.2.1 Missions & Stratégie

Avec ses clients, la mission de Tractebel consiste à façonner le monde de demain, en leur fournissant des services d'ingénierie, de conseil et de gestion de projets de premier plan, tout en se positionnant comme leur partenaire dans le domaine des solutions innovantes, de la transition énergétique et de la transformation numérique. Par ailleurs, Tractebel entend jouer un rôle actif dans le monde de l'énergie de demain en concevant des solutions destinées à atténuer le changement climatique et ses effets et à fournir de l'électricité à chacun.

1.3.10.2.2 Description des activités

Tractebel fournit un éventail complet de services tout au long du cycle de vie des projets de ses clients. En étant l'une des plus importantes sociétés de conseil et d'ingénierie au monde et avec plus de 150 ans d'expérience, Tractebel est en mesure d'offrir à ses clients des solutions pluridisciplinaires dans l'énergie, l'eau et les infrastructures. L'éventail de son savoir-faire s'étend à l'Europe, l'Afrique, l'Asie et l'Amérique Latine, ce qui lui permet de relever les défis les plus complexes de ses clients avec la même qualité de services d'ingénierie et de conseil, quelle que soit la localisation de ces projets.

Tractebel offre :

- des solutions en matière d'énergie : énergies renouvelables, conseil en systèmes énergétiques, solutions énergétiques numériques et décentralisées, hydroélectricité, nucléaire, énergie thermique, transport et distribution, gaz et GNL ;
- des solutions en matière d'eau : côtes et estuaires, réservoirs et barrages, protection contre les inondations, transfert d'eau, traitement et approvisionnement en eau, irrigation, conseil en dragage, infrastructures offshore ;
- des solutions en matière d'infrastructures : bâtiments intelligents et complexes, transport et mobilité, aménagement urbain et plan d'urbanisme, efficacité énergétique, programmes environnementaux, sanitaires et sociaux.

1.3.10.3 Gaztransport & Technigaz (GTT)

1.3.10.3.1 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, qui combinaient plus de 50 années d'expérience dans le GNL.

Le marché du gaz liquéfié inclut plusieurs types de navires : les méthaniers, les *Floating Storage and Regasification Units* (FSRU), unités flottantes de stockage et de regazéification du GNL, les *Floating LNG Units* (FLNG), unités flottantes de production, stockage et déchargement du GNL, ainsi que les navires de transport multi-gaz (éthane et GPL notamment). La société propose également des solutions destinées aux réservoirs terrestres et à l'utilisation du GNL comme carburant pour la propulsion des navires (*bunkering*), ainsi qu'une large gamme de services de haute valeur ajoutée destinés à l'ensemble des acteurs de la chaine du gaz liquéfié.

(1) Capacité installée nette à 100% au 31/12/2016, indépendamment du taux réel de détention et de la méthode de consolidation.

Les missions de GTT consistent à :

- proposer aux différents acteurs de la chaîne 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 ;
- adapter ses technologies pour 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.

GTT est cotée sur le compartiment A du marché Euronext Paris depuis le 27 février 2014. Depuis le 23 juin 2014, l'action GTT fait partie des indices SBF 120, CAC Mid 60, CAC Mid & Small et CAC All-Tradable. GTT est détenue à hauteur de 40,41% par ENGIE.

1.3.10.3.2 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. Appliquées aux méthaniers, ces technologies permettent de transporter le GNL en vrac dans le navire, la coque du navire étant protégée par une isolation thermique qui maintient le GNL à température cryogénique (-162 degrés Celsius à pression atmosphérique). Le GNL étant contenu par une fine paroi métallique, cette membrane doublée permet de répondre aux exigences réglementaires.

Les systèmes de confinement conçus par GTT s'appuient sur ses technologies à membranes (notamment systèmes Mark III, Mark V, NO96 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. Ils sont constitués de matériaux plus fins et plus légers que ceux utilisés par les principaux systèmes concurrents, ce qui permet d'optimiser l'espace de stockage et de réduire les coûts de construction et d'opération du navire ou du réservoir. Les systèmes de confinement à membranes de GTT sont principalement utilisés par les chantiers navals, les armateurs, les sociétés gazières et les opérateurs de terminaux.

Les clients de GTT ont accès à ses technologies en application de contrats de licence qui donnent accès, d'une part, aux droits protégés sur les technologies et d'autre part, au savoir-faire de GTT, qui accompagne ses clients tout au long de leur projet de construction.

GTT propose également à ses clients, indépendamment de la conclusion d'un contrat de licence, des prestations d'ingénierie.

Enfin, GTT fournit des services *ad hoc* qui comprennent notamment la formation, l'assistance à la maintenance, l'assistance à l'homologation et la réalisation d'études techniques.

Les technologies de GTT sont depuis longtemps acceptées et validées par les sociétés de classification intervenant dans le domaine maritime.

GTT, certifiée ISO 9001 depuis décembre 2010, met aujourd'hui l'accent sur le perfectionnement.

1.3.10.4 Solairedirect

1.3.10.4.1 Missions & Stratégie

Solairedirect développe, finance, construit et opère des centrales photovoltaïques au sol, de puissance supérieure à 1 MW, en visant à industrialiser ces différentes étapes, de manière à rendre le coût de la production photovoltaïque le plus compétitif possible. Solairedirect se positionne ainsi de préférence sur des marchés offrant les conditions pour une compétitivité du solaire, à savoir certes une irradiation importante, mais aussi une disponibilité du foncier, du financement et la profondeur de marché (appels d'offres).

1.3.10.4.2 Description des activités

Capitalisant sur son expérience acquise en France et au travers de son réseau d'investisseurs et d'institutions financières de premier plan sur le marché de l'énergie solaire, Solairedirect se positionne pour profiter des opportunités émergentes offertes par des marchés combinant une irradiation élevée, un accès aisé aux financements et une dynamique de marché favorisant la compétitivité de l'énergie solaire par rapport aux autres sources d'énergie.

Les opérations de la société se divisent en trois secteurs d'activités principaux afin de capter le plus de valeur possible à chaque étape de la vie d'un projet photovoltaïque :

- Développement et construction : la société développe et fournit des services de conception, de fourniture et d'installation pour la construction de parcs solaires, pour ses propres projets ou pour des tiers, y compris des filiales du Groupe ;
- Services aux actifs : la société fournit des services d'exploitation et de maintenance à l'ensemble des parcs solaires qu'il construit, ainsi que des services administratifs et financiers aux sociétés de projets qu'il a constituées pour détenir ces parcs solaires. La société propose ses services d'exploitation et de maintenance à travers des contrats de long terme (20-25 ans) pour chaque parc solaire qu'il construit, offrant ainsi aux investisseurs une gamme complète de solutions clés en mains pour l'exploitation et la maintenance des parcs solaires pendant leur cycle de vie et procurant aux investisseurs une visibilité élevée sur les coûts opérationnels. En contrepartie, la société perçoit, au titre de ces accords, un flux régulier de revenus tout au long du cycle de vie des parcs solaires, ce qui contribue à l'établissement de relations durables avec les investisseurs et les parties prenantes locales ;
- Gestion des participations : la société assure la gestion de son portefeuille de participations composé d'une part, des investissements réalisés dans les projets construits pouvant être cédés lors de la phase de post-construction (*brownfield*), d'autre part, des participations minoritaires résiduelles dans des projets ayant déjà donné lieu à une cession lors de la phase de pré-construction (*greenfield*). L'équipe en charge de la gestion des participations gère le portefeuille afin de maximiser le rendement des capitaux investis dans des sociétés de projets dédiées aux projets photovoltaïques et valoriser au mieux ces investissements, notamment en cédant ces participations au meilleur moment et à des conditions attractives.

1.3.11 Présentation des Métiers

Les Métiers mettent au point, avec la Direction de la Stratégie Groupe, la vision à moyen terme de leurs différents secteurs d'activité. Ils ont également pour rôle d'accélérer le développement des BUs en :

- mobilisant et partageant les compétences clefs du Groupe, en valorisant les meilleures pratiques, en identifiant les expertises métiers dans les différentes BUs, en assurant la diffusion des références commerciales les plus significatives et en animant les communautés de pratique ;
- pilotant les grands programmes d'avenir (stockage d'énergie, villes intelligentes, rénovation énergétique des bâtiments, mobilité verte, biogaz, etc.) et des projets significatifs (hydrogène, plateforme d'e-commerce pour la maison connectée, etc.) ;
- apportant un support au quotidien à l'activité et en accélérant les processus de conquête de nouveaux marchés grâce au développement d'une politique grands comptes et grâce à la recherche et à la coordination de partenariats structurants techniques et commerciaux ;
- encourageant les démarches d'amélioration continue pour améliorer la performance opérationnelle ;
- exerçant un second regard pour la Direction Générale dans les décisions structurantes (investissement, désinvestissement, etc.), dans les décisions d'engagement des projets opérationnels et dans l'analyse concurrentielle.

1.3.11.1 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 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 de valeur) 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.).

1.3.11.2 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 ;
- maximiser la valeur des actifs existants ;
- élaborer les solutions les plus innovantes et les plus compétitives ;
- adapter la production d'énergie thermique sur les marchés arrivés à maturité, aux demandes des nouveaux marchés (pour assurer la stabilité des approvisionnements, par exemple), en renforçant la flexibilité opérationnelle et en réduisant les coûts d'exploitation.

1.3.11.3 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 BUs ;
- créant la démarche stratégique du Groupe pour chaque activité dans son champ d'application.

1.3.11.4 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 mobiliser et partager les compétences ;
- 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.

1.3.11.5 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 4 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 ;
- accélérer la croissance en matière de solutions pour les clients par le biais de nouvelles activités et de solutions innovantes ;
- 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 2016, 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 21 et 22 de la Section 6.2 «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	731	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	Hazelwood	1 554	Lignite
	Loy Yang	953	Lignite
	Pelican point	479	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	2 905	Nucléaire
	Herdersbrug	480	Gaz naturel
	Tihange	3 008	Nucléaire
Brésil	Cana Brava	450	Hydroélectrique
	Estreito	1 087	Hydroélectrique
	Jirau	3 750	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	963	Gaz naturel, charbon, fioul
Émirats arabes unis	Fujairah F2	2 000	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
	Armstrong [2]	620	Gaz naturel
	Bellingham [2]	527	Gaz naturel
	Blackstone [2]	478	Gaz naturel
	Coleto Creek [2]	635	Charbon
	Hays [2]	893	Gaz naturel

Pays	Site/centrale	Capacité totale [1] *(MW)*	Type de centrale
	Midlothian [2]	1 394	Gaz naturel
	Troy [2]	609	Gaz naturel
	Wise County Power [2]	746	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
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
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	1 931	Gaz naturel
	Flevo	846	Gaz naturel
	Rotterdam	731	Charbon
Pérou	Chilca	917	Gaz naturel
	ILO Nodo	600	Fioul
	ILO 31	564	Fioul
Pologne	Polaniec [2]	1 717	Charbon, biogaz et biomasse
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	Deeside	515	Gaz naturel
	First hydro	2 088	Pompage hydraulique
	Saltend	1 197	Gaz naturel
Singapour	Senoko	3 201	Gaz naturel et fioul
Thaïlande	Gheco One	660	Charbon
	Glow IPP	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) Contrat de vente en cours.

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

Pays	Localisation	Volume utile (Mm³) brut [1]
France	Gournay-sur-Aronde (Oise)	1 310
France	Germigny-sous-Coulombs (Seine-et-Marne)	820
France	Saint-Illiers-la-Ville (Yvelines)	690
France	Chémery (Loir-et-Cher)	3 710
France	Céré-la-Ronde (Indre-et-Loire)	570
France	Étrez (Ain)	690
France	Cerville (Meurthe-et-Moselle)	650
Allemagne	Uelsen	840
Slovaquie	Malacky	655

(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
États-Unis	Everett	6,3
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

1.5.1 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.

L'entité «Innovation et Nouveaux Business», destinée à accompagner l'évolution des marchés matures de l'énergie et la convergence entre les services à l'énergie et les technologies de l'information, a pour ambition de positionner le Groupe à l'avant-garde de ces évolutions, en développant des sources de croissance additionnelle et de nouveaux modes 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 2016, elle comptait plus de 10 000 membres. En moyenne, 5 à 10 idées de nouveaux produits ou de nouveaux métiers sont déposées chaque semaine. À fin 2016, 560 idées ont ainsi été proposées.

Pour transformer ces idées en produits, un processus d'incubation des projets des collaborateurs a vu le jour. Au 31 décembre 2016, 21 équipes de collaborateurs du Groupe incubaient leurs projets dans des incubateurs externes, fruits de partenariats conclus avec notamment en France : Paris Région Lab, Le Village, Atlanpole, Euratechnologie, Midi-Pyrénées, en Belgique : Co-station, WSL ou encore aux Pays-Bas, au Royaume-Uni ou au Brésil.

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. En 2016, la 8e édition des Trophées de l'Innovation a recueilli environ 600 candidatures.

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 2016, ENGIE a notamment été présent pour la 1re fois au CES de Las Vegas et à la première édition de Vivatechnologies à Paris. En juin 2016, la «semaine de l'innovation» d'ENGIE a déclenché l'organisation de 150 événements rassemblant collaborateurs du Groupe, clients, *start-ups* et entrepreneurs dans 25 pays, soit près de 10 000 participants.

ENGIE a lancé environ 50 appels à projets à destination des *start-ups*. Près de 1 000 propositions ont été reçues pour répondre aux besoins techniques ou commerciaux des entités opérationnelles du Groupe.

Le fonds d'investissement ENGIE New Ventures, créé en mai 2014 pour accompagner des *start-ups* innovantes, et doté de 115 millions d'euros, a pour vocation de prendre des participations (minoritaires) dans des *start-ups* en développement liées aux activités du Groupe, en leur offrant un double levier : financier grâce à l'investissement, et opérationnel.

Au 31 décembre 2016, le portefeuille d'ENGIE New Ventures comporte 14 participations. Parmi les plus récentes, on peut citer les investissements dans Heliatek (Allemagne – photovoltaïque organique), SymbioFCell (France – prolongateur d'autonomie pour véhicules électriques utilisant une pile à hydrogène), ou encore Serviz (États-Unis – plateforme de services aux particuliers).

Le Groupe a annoncé la création d'ENGIE Fab, nouveau pôle interne dédié à la création et au développement de nouveaux business à fort potentiel de croissance, comme l'hydrogène, le stockage d'énergie ou l'énergie partagée. ENGIE Fab s'appuie sur des compétences diversifiées issues pour une grande part des équipes du Groupe en matière de prospective, de modélisation financière, de *sourcing* technologique, de conduite des processus d'innovation et d'investissement dans les *start-ups*.

1.5.2 Recherche & Technologies

ENGIE mène des travaux de recherche en vue de maîtriser et porter à maturité les technologies de demain qui seront différenciantes pour l'ensemble de ses métiers, ainsi que pour améliorer la performance de ses entités opérationnelles. Ces travaux, qui s'appuient sur des partenariats avec des acteurs mondialement reconnus (laboratoires, universités, industriels, *start-ups*), participent à la reconnaissance à l'externe de l'expertise du Groupe et lui permettent de remporter des marchés.

En 2016, les dépenses pour la recherche et le développement technologique du Groupe se sont élevées à 191 millions d'euros.

La filière Recherche & Technologies, qui regroupe la Direction Recherche & Technologies et l'ensemble des entités du Groupe menant des travaux spécifiques à leurs domaines d'activité, comprend près de 1 100 chercheurs.

1.5.2.1 Les axes prioritaires de la Direction Recherche & Technologies

En 2016, la Direction Recherche & Technologies a :

- poursuivi son internationalisation avec l'inauguration de l'ENGIE Lab Singapour en juillet 2016. Axé sur la «*Smart City*» et les énergies vertes, ce Lab permet au Groupe de développer ses relations avec l'écosystème innovant local et d'être impliqué dans des développements technologiques dans la région Asie-Pacifique ;
- poursuivi le développement de pilotes, notamment sur les technologies de l'hydrogène, du biométhane et du stockage de l'énergie ;
- valorisé les compétences et savoir-faire R&D du Groupe lors d'événements internationaux tels que le *Consumer Electronics Show, Biogaz Europe, Viva Technology, le World Cities Summit et l'European Utility Week* ;
- déployé la marque «ENGIE Lab» sur l'ensemble des entités de recherche afin de développer la visibilité de la R&D du Groupe, tant vis-à-vis des Business Units que de l'écosystème innovant externe.

Les programmes de recherche Corporate alimentent la veille technologique et coordonnent les travaux prospectifs portant sur les thématiques technologiques prioritaires. Les réalisations majeures de 2016 pour les thèmes de recherche prioritaires sont les suivantes :

- Énergies renouvelables : construction sur le site d'ENGIE Lab Laborelec d'un pilote intégrant la technologie de photovoltaïque organique de la société Heliatek, société suivie depuis plusieurs années par la R&D Corporate et dans laquelle le Groupe a pris une participation ; étude sur le potentiel de la chaleur solaire pour l'industrie ; appui au projet d'éoliennes flottantes en méditerranée après validation du concept au Portugal ; positionnement sur les principales technologies de gazéification de la biomasse et partenariats internationaux avec Goteborg Energi (Suède) et le consortium Alkmaar (Pays-Bas) ; début des tests du projet pilote de gazéification de la biomasse Gaya (Lyon, France) ; étude sur l'industrialisation de la filière de gazéification de la biomasse ;
- Ville et usages de l'énergie : appui à l'utilisation des technologies de modélisation 3D de la ville et des bâtiments au sein d'ENGIE (projets avec les sociétés Enodo et Dassault Systemes ainsi qu'avec la société Siradel dont ENGIE a pris le contrôle) ; développement d'un outil de planification énergétique territoriale pour les bâtiments résidentiels et tertiaires ; évaluation de systèmes de piles à combustibles/électrolyse réversibles ;
- Mobilité verte : développement de solutions de rechargement des véhicules électriques et d'une application dédiée pour smartphones ; poursuite de la collaboration avec le campus de Francorchamps pour la formation des professionnels de la filière mobilité au carburant gaz et le montage d'un micro-réseau de rechargement bidirectionnel ; recherche de composés de type *Metal Organic Frameworks* (MOFs) pour le développement de réservoirs de gaz naturel embarqués ; projet d'optimisation de l'exploitation des lignes de bus ;
- Stockage de l'énergie : poursuite du développement de l'ENGIE Batteries Lab qui dispose – au service de l'interne et des clients externes - d'une expertise sur les technologies de batteries ; partenariats dans les domaines du Li-ion, *Lithium Titanium Oxide*, des *Redflow batteries*, et des systèmes métal/métal ; veille technologique active sur le stockage de la chaleur, de l'air comprimé et du froid ;
- Technologies numériques et gestion intelligente de l'énergie : mise en place d'un centre opérationnel de gestion de la cyber-sécurité des installations industrielles du Groupe ; développement d'un outil de simulation en temps réel d'un micro-réseau électrique prenant en compte des solutions de stockage de l'énergie et un accroissement massif des énergies renouvelables ; projet de gestion partagée d'énergie autoproduite *via* une plate-forme électronique ; création d'un objet connecté pour la relève à distance des niveaux de carburant dans des cuves ; finalisation du programme Smart Energy Aware System d'interopérabilité intelligente des équipements énergétiques pour les bâtiments ; projets pilotes intégrant le concept de *blockchain* ;
- Vecteur Hydrogène : poursuite des projets partenariaux français et européens sur l'utilisation des mélanges H_2 / gaz naturel pour la ville durable et l'électrolyse à haute température sous pression à partir d'énergie solaire ; développement d'un outil de dimensionnement technico-économique et de modélisation des chaînes hydrogène et «Power to X» ; études de nouvelles stations d'hydrogène ; appui à la mise en place d'une stratégie de développement du vecteur hydrogène au sein d'ENGIE menant notamment à un investissement dans la société Symbio FCell ;
- Gaz Naturel Liquéfié (GNL) : développement d'instrumentations embarquées pour les camions et navires ainsi que pour les transactions commerciales ; optimisation des infrastructures d'approvisionnement des stations de GNL ; caractérisation de la qualité du GNL pour les moteurs ; développement de solutions innovantes pour l'avitaillement des navires ; identification de solutions technologiques permettant de réduire les émissions de méthane des chaines de GNL carburants routiers et maritimes ;
- Réduction et valorisation du CO_2 : analyse des prix du CO_2 rendant les différentes technologies de la chaîne du CO_2 compétitives ; évaluation du potentiel de marché des services à l'industrie ; analyse technico-économique des filières de reformage de méthane et de stockage de CO_2. Participation, *via* un projet collaboratif, à la réalisation d'un second test en grandeur de rupture de canalisation de CO_2.

Les activités pilotées par la Direction Recherche & Technologies sont principalement réalisées dans les laboratoires de recherche et d'expertise spécialisés du Groupe qui interviennent dans le monde entier pour les entités opérationnelles du Groupe et des clients externes.

1.5.2.2 Un réseau international d'entités de recherche

- L'ENGIE Lab CRIGEN est le laboratoire du Groupe dédié aux métiers du gaz, aux énergies nouvelles et aux technologies émergentes. Situé en région parisienne, il compte 330 collaborateurs, 7 centres d'essais, 1 centre de calcul scientifique et des clients dans plus de 30 pays. Il porte aussi le ENGIE Lab Singapour. Le CRIGEN développe des méthodes de travail favorisant l'innovation.

  Réalisations marquantes 2016 :

  - Innovation : organisation du challenge «*Big Brain Elengy/CRIGEN*» dans le but de développer de nouvelles offres et des idées innovantes pour la performance opérationnelle ; hébergement de la «*Taskforce Hydrogène*» Groupe qui a soumis 10 projets à l'appel à projets «Hydrogène et territoires» organisé par les pouvoirs publics français ;
  - Gestion décentralisée de l'énergie : avancement du démonstrateur de micro-réseau sur l'île de Semakau à Singapour (projet REIDS - *Renewable Energy Integration Demonstrator in Singapore*), micro-réseau *off-grid* intégrant une gestion des énergies multi-fluides combinant des sources d'énergies renouvelables avec le vecteur hydrogène et des batteries ;
  - Usages de l'énergie : poursuite du programme de collaboration avec GRDF sur les technologies performantes au gaz naturel associées aux énergies renouvelables, notamment *via* un projet européen de test de piles à combustible ; en synergie avec ENGIE Cofely, déploiement à la Cité Universitaire Internationale de Paris de l'application «*PowerZee*» permettant aux résidents de participer aux économies d'énergie ;
  - Drones : mise au point d'un drone nettoyeur d'isolateurs pour les lignes à haute tension en partenariat avec ENGIE Fabricom ; développement de drones équipés de caméras infrarouges pour la réalisation de diagnostics de performance énergétique de bâtiments ;
  - Réseaux : qualification de tubes en polyéthylène résistant à la température permettant de baisser les coûts de mise en œuvre des réseaux de chaleur ; mise en production d'un outil d'optimisation des capacités d'un réseau pour GRTgaz.
- L'ENGIE Lab Laborelec est spécialisé dans les technologies de l'électricité. Implanté près de Bruxelles, il dispose de succursales aux Pays-Bas, en Allemagne et porte les laboratoires du Groupe au Moyen-Orient et au Chili. Laborelec compte 240 collaborateurs. Son expertise se focalise sur la réduction des impacts environnementaux, l'amélioration de la disponibilité et de la maintenance des équipements et les systèmes énergétiques du futur.

  Réalisations marquantes 2016 :

  - Énergies renouvelables : tests de différentes unités portatives à énergie solaire («*solar home systems*») ; poursuite de la participation au projet éolien en offshore profond «*WindFloat Atlantic*» ;
  - Stockage de l'énergie : étude du projet de reconversion de la centrale de Drogenbos en Belgique en un parc de stockage de l'énergie ; réalisation d'un benchmark de solutions batteries pour le résidentiel et le petit BtoB ;
  - Fabrication additive : réalisation de différents prototypes de pièces métalliques en impression 3D à la suite de la mise en place en 2015 de l'ENGIE 3D Printing Lab, pour les centrales d'Amercœur, de Doel et pour ENGIE Fabricom ;
  - Assistance technique aux installations de production nucléaire, notamment pour les unités de Doel 3 (réduction de l'encrassement des générateurs de vapeur) et Doel 4 (limitation des phénomènes de corrosion accélérée par l'écoulement dans le circuit secondaire) ainsi qu'aux centrales thermiques du Groupe.
- L'ENGIE Lab Cylergie, Groupement d'Intérêt Économique basé à Lyon et dont les partenaires sont des entités du Groupe, est dédié aux services à l'énergie (réseaux de chaleur et de froid, performance énergétique du bâtiment, le confort et la qualité de l'air intérieur notamment), en complémentarité avec les autres ENGIE Labs.

  Réalisations marquantes 2016 :

  - Démonstration de l'utilité des techniques d'Intelligence Artificielle dans les métiers du BtoB : Optimisation de la conduite de systèmes complexes intégrant réseaux de chaleur et centrales de production biomasse avec stockage de chaleur ; conduite d'un immeuble à énergie positive (chauffage et climatisation) ;
  - Dans le cadre d'un partenariat avec le Métier BtoB et le CRIGEN, adaptation et qualification de nouvelles techniques de mesure sur site des performances des enveloppes de bâtiments.Cofely Ineo, implanté en France, structure son activité de R&D et d'innovation autour des notions de systèmes et de «systèmes de systèmes» alliant des compétences dans l'énergie, les réseaux de communication et les systèmes d'information.

  Réalisations marquantes 2016 :

  - Développement d'une solution de détection et signalisation pour le pilotage automatique de trains par module ainsi que d'une antenne extra-plate de communication bidirectionnelle avec les satellites pour les TGV et les avions permettant de réduire la traînée au vent du dôme qui l'abrite ;
  - Développement de plateformes digital intelligentes pour la gestion de territoires (villes, aéroport, bases militaires et zones à sécuriser).
- Tractebel Engineering exerce des activités de conseil en ingénierie dans les domaines de l'énergie et des infrastructures complexes. Ses activités portent sur les systèmes énergétiques (intégrant des énergies renouvelables notamment), les réseaux intelligents, l'efficacité énergétique, l'hydraulique et le nucléaire.

  Réalisations marquantes 2016 :

  - Transition énergétique : contribution à un projet européen sur le développement d'un futur réseau électrique *offshore* pour l'éolien en mer du Nord ; développement de centrales solaires flottantes sur lacs de barrage ; développement de solutions réduisant les gaz à effets de serre dans la sidérurgie (Brésil) ; déploiement pilote d'une solution autonome d'électrification rurale (Tanzanie) ;
  - Infrastructures : analyse du comportement sismique des barrages, analyse du comportement des tunnels profonds dans les terrains anisotropes et poussants, estimation des débits de crue extrême à partir de données satellitaires.

- La filiale Gaztransport & Technigaz oriente son activité de R&D sur l'amélioration de la performance de ses technologies de confinement du GNL et le développement de nouvelles offres de produits et services à fort contenu technologique.
- La filiale Exploration & Production International opère la R&D dans le domaine des géosciences et des opérations-production pour répondre aux besoins opérationnels de ses filiales et des stockages souterrains du Groupe.

Dans le domaine du nucléaire, les activités de R&D sont organisées essentiellement dans le cadre des accords de collaboration avec les centres de recherche CEA (en France) et SCK-CEN (en Belgique). Elles portent sur l'amélioration des performances d'exploitation et sur les activités de support aux centrales. Cela concerne la gestion des déchets, la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement d'installations nucléaires, la flexibilité d'exploitation des centrales existantes, les améliorations dans le domaine de la chimie et des matériaux, l'extension en toute sûreté de leur durée de vie, l'optimisation de l'utilisation du combustible, les impacts sociétaux du nucléaire, et la sûreté des réacteurs et des technologies de 3e génération ainsi que des *Small Modular Reactors*.

02

Facteurs de risque

2.1 Processus de gestion des risques 43

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

2.2 Risques liés à l'environnement externe 44

2.2.1 Environnement économique et concurrentiel 44
2.2.2 Environnement réglementaire et politique 45
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 50
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 51
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 Centrales nucléaires en Belgique 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

02 Facteurs de risque

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 de l'Audit et des Risques qui supervise la Direction du Management des Risques. Ce dernier a pour objectif de s'assurer que le Groupe dispose partout d'une compétence adéquate pour une bonne gestion des risques. 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 Comex. Chaque risque prioritaire identifié est coordonné par un membre du Comex. La 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. Enfin, le Comité d'Audit examine la revue des risques et porte un avis sur l'efficacité du système de management des risques, dont il fait rapport au Conseil d'Administration (voir Section 4.1.4 «Les Comités permanents du Conseil»).

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 observateurs externes et des événements majeurs. Le dispositif actuel de gestion des risques est maintenu et renforcé dans la nouvelle organisation du Groupe. À ce titre, un *Chief Risk Officer* est désigné dans chaque BU.

2.1.2 Gestion de crise

ENGIE peut avoir à faire face à des situations de crise. Le Groupe a donc défini une politique de gestion et communication 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 et de sa déclinaison (plans d'urgence, plans de continuité d'activité, etc.) 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 0,23% du chiffre d'affaires 2016 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).

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 la loi du 29 juin 2014 et par la loi du 7 décembre 2016.

Cette responsabilité incombe exclusivement à l'exploitant dont l'installation serait à l'origine de l'accident nucléaire. En contrepartie de cette responsabilité strictement objective, le montant de l'indemnisation est plafonné par accident 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 de risque 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.

L'activité exploration-production, exercée principalement *off shore*, est couverte par un programme d'assurance spécifique adapté aux risques de ce secteur d'activité et en conformité avec ses usages.

2.1.3.4 Domaine maritime

Un contrat d'assurance couvre le transport de GNL par méthanier avec une limite de 30 millions d'euros par expédition.

Des assurances maritimes couvrent la responsabilité en tant qu'armateur (limitée à 6 milliards de dollars US, sauf en risque de guerre plafonnée à 500 millions de dollars US et de pollution plafonnée à 1 milliard de dollars US) ou affréteur (limitée à 750 millions de dollars US). Les dommages aux navires sont couverts à concurrence de leur valeur agréée.

2.1.3.5 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).

En Europe, l'absence de croissance significative, l'essor des renouvelables et la compétitivité du charbon génèrent des surcapacités de centrales thermiques, impactant le parc de production électrique du Groupe. Par ailleurs, la faible croissance de la demande en gaz naturel pourrait également entraîner des surcapacités dans les infrastructures gazières. L'abondance de l'offre actuelle continue de peser sur les prix du gaz naturel.

Sur les activités de services, l'évolution de l'environnement économique accentue les risques liés à l'adaptation et à la compétitivité.

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, mais aussi plus largement des services avec de nouveaux concurrents issus des technologies de l'information, des télécoms et des équipementiers.

Face à ces incertitudes et ces changements :

- à court terme, le Groupe optimise son parc de production, gère les risques de marchés (voir 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 ;
- à moyen terme, le Groupe se mobilise pour proposer un nouveau modèle de marché de l'énergie en Europe, notamment dans le cadre de l'initiative Magritte. Il se mobilise également en France pour proposer une évolution du marché du gaz naturel et en Belgique pour construire des conditions économiquement durables du marché du nucléaire. Par ailleurs, il transforme son modèle d'affaires (voir Sections 1.1.4 et 1.1.5).

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, 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.

Sur le plan international :

- après l'adoption de l'Accord de Paris lors de la COP21 à Paris en décembre 2015, premier accord universel sur le climat, la COP22 qui s'est tenue à Marrakech en novembre 2016 a été une première étape pour préciser la feuille de route des États et pour décider des modalités de mise en œuvre de l'accord, l'objectif commun étant d'accélérer les politiques nationales de lutte contre les émissions de CO_2. Le Groupe a pris une part active à ces travaux.

En Europe :

- la politique européenne en matière de climat et d'énergie à l'horizon 2030 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. Des pays de plus en plus nombreux adoptent de telles réglementations. Au plan européen, la révision post-2020 du système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, en cours de négociation entre les États et le Parlement européen, constitue un enjeu d'importance ;
- la révision du document référençant les meilleures techniques disponibles pour les grandes installations de combustion pourra engendrer des modifications substantielles de certains sites en Europe. De même, la nouvelle directive pour les moyennes installations de combustion adoptée en 2015 apporte de nouvelles contraintes ;
- l'adoption du règlement européen sur la protection des données personnelles qui entrera en vigueur en mai 2018 renforce les sanctions en cas de défaillance. Le Groupe a initié le projet One Security et s'est associé à Thales afin de garantir un environnement de sécurité optimal à ses activités ;
- le Marché Unique Numérique, une des priorités de la Commission européenne depuis 2015, vise «à faire tomber les barrières réglementaires et à transformer les 28 marchés nationaux en un marché unique». Cela devrait favoriser le développement de nos activités digitales mais pourrait, selon les orientations des législations en cours de définition, occasionner des surcoûts et contraindre les activités du Groupe en matière de circulation des données (accès, propriété, etc.). Le Groupe suit l'évolution des propositions afin d'en anticiper les conséquences.

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 ;
- s'agissant des objectifs «Carbone», l'instauration d'un prix plancher applicable aux centrales à charbon à partir de janvier 2017 a été reportée. Dans le secteur non ETS (UE – *Emissions Trading System*), un prix du carbone est institué dans la loi française sur la transition énergétique pour le calcul des Taxes Intérieures sur les Consommations des Produits Énergétiques dont celles du gaz naturel ;
- la directive européenne relative à l'efficacité énergétique, adoptée fin 2012, doit être transposée dans les différentes législations des États Membres et implique notamment en France un doublement de l'obligation en matière de Certificats d'Économie d'Énergie (CEE) pour la 3e période 2015-2017, ce qui pourrait avoir un impact sur les marges du Groupe en France ;
- la future réglementation thermique 2018, 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 ;
- le projet de loi-cadre sur la biodiversité en France prévoit notamment d'inscrire dans le code de l'environnement le principe «Éviter, Réduire, Compenser». Ce principe est également présent dans la réglementation d'autres pays.

En Australie :

- les autorités formalisent leur volonté de réduire les émissions de l'équivalent de 26% à 28% en 2030 par rapport à 2005, ce qui représenterait une réduction de près de 200 millions de tonnes de CO_2eq, à horizon 2030.

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 3.3 «Informations environnementales»). En 2015, le Groupe a décidé de ne plus lancer de nouveaux développements dans le charbon. Il a également décidé en novembre 2016 de fermer sa centrale à charbon d'Hazelwood en Australie fin mars 2017.

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 des services collectifs. L'endettement élevé des États et des collectivités territoriales contribue à accroître ce risque.

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

En Europe :

- la Commission européenne a publié le 25 février 2015 les grandes lignes de sa politique «Union de l'énergie». 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 un marché carbone renforcé ou l'adaptation du modèle de marché de l'électricité. D'autres pourraient avoir des impacts plus contrastés sur les activités du Groupe, par exemple de nouvelles règles de sécurité d'approvisionnement en gaz, la refonte du Troisième Paquet énergie ou la supervision des accords intergouvernementaux. Dans les travaux en cours sur la nouvelle architecture du marché de l'électricité et de ses développements, le Groupe est particulièrement attentif au cadre qui permettra un développement coordonné des marchés de capacité nationaux ;
- 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 pourraient nécessiter une adaptation de nos opérations ;
- la Commission européenne a adopté en février 2013 une proposition de directive du Conseil pour mettre en œuvre une taxe sur les transactions financières dont l'entrée en vigueur est subordonnée à l'achèvement des négociations en cours. Les modalités d'application et les exemptions, notamment les critères d'assimilation des entreprises à la catégorie d'entreprise financière, n'ont pas encore fait l'objet d'un accord entre les États membres qui participent à la coopération renforcée ;
- 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 ;
- le *Brexit*, avec son effet sur le taux de change, n'a que peu d'impact aujourd'hui sur les activités du Groupe. Toutefois certains scénarios de «*Hard Brexit*» anticipent des impacts potentiels de découplage des marchés du gaz entre le Royaume-Uni et le nord-ouest de l'Europe, avec par exemple une hausse éventuelle des coûts de transit ;
- En France, un retard de la réforme des conditions d'accès des tiers aux stockages de gaz (initialement prévue dans la loi de transition énergétique) pourrait avoir un impact sur les revenus du Groupe.

Dans les autres régions du monde :

- au Brésil, le Groupe est exposé à des changements de la régulation des marchés de l'électricité ;
- aux États-Unis, l'évolution de la régulation du marché de l'électricité pourrait engendrer une incertitude sur les résultats du Groupe dans cette zone ; des évolutions des règles de marché pourraient venir de la politique énergétique annoncée par le nouveau Président élu ;
- dans la région Asie-Pacifique et au Mexique, la dérégulation des marchés de l'énergie et le renouvellement des tarifs pourraient aussi augmenter l'incertitude sur les résultats ;
- en Turquie, la dérégulation du marché de l'énergie pourrait générer, dès 2017, une baisse des revenus.

Par son action au sein de l'initiative «Magritte» réunissant les principaux dirigeants d'entreprises énergétiques européennes ou 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 Prix régulés, administrés ou réglementés

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.

En France également, 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.

Une suppression des Tarifs Réglementés de Vente de gaz pour les particuliers sans mesure symétrique de suppression des Tarifs Réglementés de Vente d'électricité, pourrait pénaliser les parts de marché du Groupe en France.

Des mécanismes de contrôle des prix existent également dans d'autres pays, 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.

2.2.2.4 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 peuvent 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 3.4 «Informations sociétales»).

2.2.2.5 Risque pays

Le Groupe est présent, se développe ou s'approvisionne en gaz dans un nombre croissant 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 procure une certaine réduction 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'implantation en appliquant une procédure d'investissement formalisée qui évalue le risque. L'insertion de clauses d'arbitrage international dans les contrats significatifs est aussi systématique que possible. Un suivi régulier des indicateurs économiques et non-économiques portant sur la corruption, les droits humains et les inégalités est réalisé par pays afin d'évaluer l'exposition du Groupe au risque pays.

2.2.3 Impact du climat

Les informations présentées dans cette section et dans la section 3.3.4.1 "*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 oeuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité telles que demandées par l'article L.225-37 du Code de commerce.

À court terme, les phénomènes climatiques (variation de température, vent, sécheresse) ont un impact sur la production énergétique, ainsi que sur la demande en gaz et en électricité. Ils ont un effet direct sur les résultats du Groupe.

Pour gérer les fluctuations de la demande annuelle, ENGIE équilibre activement l'offre et la demande en optimisant son portefeuille d'actifs, de ressources gazières avec la modulation de ses approvisionnements et le pilotage de ses stockages souterrains, et de production électrique que le Groupe peut optimiser en s'appuyant sur son parc diversifié.

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, raréfaction des ressources en eau, etc.

Pour gérer ce risque, ENGIE agit à différents niveaux :

- le Groupe s'est fortement engagé en amont de la COP21 en faveur d'un accord climatique international ambitieux, visant notamment l'investissement dans les technologies bas carbone et la réduction des émissions de gaz à effet de serre. 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 égalité de traitement pour l'ensemble des acteurs ;
- le Groupe s'est donné de nouveaux objectifs à l'horizon 2020, en matière d'émissions de gaz à effet de serre et d'énergies renouvelables (voir Section 3.3 «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 ;
- le Groupe élabore progressivement des plans d'adaptation afin de se préparer à une augmentation des événements météorologiques extrêmes (voir Section 3.3 «informations environnementales»).

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 2015, GDF SUEZ est devenu ENGIE dans le but de donner au Groupe une plus forte visibilité en relation avec son engagement dans la transition énergétique. La marque «ENGIE» (dénomination et logo) est déposée dans plus de cent pays. En tant qu'élément essentiel du patrimoine immatériel du Groupe, elle fait l'objet d'une surveillance constante visant à la protéger contre toute utilisation frauduleuse risquant de porter atteinte à l'image du Groupe.

Par ses politiques, son organisation, ses procédures et sa gouvernance, le Groupe met tout en œuvre pour prévenir les risques opérationnels (Sections 2.3 «Risques opérationnels» et 2.4 «Risques industriels») et les attaques en dénigrement qui pourraient affecter sa réputation.

Le Groupe veille à assumer ses responsabilités environnementales et sociétales, avec notamment la décision de fermeture de la centrale à charbon d'Hazelwood en Australie 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 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 en GNL (par exemple Yémen ou Égypte), 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 (en partie indexés sur des indices de prix de produits pétroliers) peuvent être décorrélés des prix de vente ou des prix des places de marché du gaz. 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 GNL ou de gaz gazeux et de l'état du marché du gaz en général.

Les négociations menées 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 en Europe, aux États-Unis et en Australie notamment, 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 amené 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

Les principaux risques portant sur les ventes régulées sont mentionnés en Sections 2.2.2.2 «Réglementation sectorielle» et 2.2.2.3 «Prix régulés, administrés ou réglementés».

Dans ses activités d'optimisation de portefeuille d'actifs physiques (centrales, 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. 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 «INCOME». De plus, un dispositif spécifique de supervision renforcée des risques opérationnels a été mis en place dans certaines entités du Groupe.

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

La performance de la fonction Achats et Approvisionnement et son efficacité dans la gestion des risques associés impactent l'ensemble des métiers du Groupe. La gestion des risques achats et fournisseurs fait l'objet d'un suivi au niveau du Groupe, en particulier, les risques externes ayant un impact jugé le plus important, comme la défaillance d'un fournisseur majeur et la dépendance du Groupe vis-à-vis d'un fournisseur critique ou réciproquement.

La mise en place de la gestion des achats par marchés homogènes de fournisseurs permet de renforcer les processus de sélection et de qualification des fournisseurs, de suivre leur performance et donc, de limiter l'impact de ces risques sur les activités du Groupe. De même, dans les projets, la gestion des risques couvre les risques spécifiques achats, fournisseurs, et sous-traitants (voir Section 2.3.2.2 «Risques sur opérations de croissance organique et grands projets»).

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 conserver certaines garanties de passif.

Les processus d'acquisition mis en œuvre par le Groupe, notamment lors des *due diligences*, visent à appréhender au mieux les incertitudes qui pèsent en pareil cas sur ces différents risques. L'appréciation qui en résulte dépend de la qualité de l'information qui lui est transmise et est limitée par l'encadrement juridique et réglementaire applicable en droit local des sociétés.

2.3.2.2 Risques sur opérations de croissance organique et grands projets

Le Groupe assoit sa croissance sur différents grands projets de construction d'actifs industriels comme des infrastructures gazières, électriques, des barrages ou des centrales, dont il est le maître d'ouvrage. La rentabilité de ces actifs, dont la durée de vie atteint plusieurs dizaines d'années, 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 à long terme, 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 soient pas 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 de management de projet communes 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.

Par ailleurs, 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 sur le développement nucléaire

Le Groupe poursuit de manière prudente ses projets de développement de centrales nucléaires. Le Groupe continue ses travaux en association avec d'une part Toshiba (technologie AP1000 de Westinghouse) au Royaume-Uni, avec pour priorité la confirmation de la viabilité du projet, et d'autre part, dans un cadre renouvelé et sans engagement ferme à long terme, avec Mitsubishi Heavy Industries (MHI) à qui il apporte un soutien technique et commercial pour l'étude de faisabilité d'un projet en Turquie (technologie ATMEA1 de MHI-AREVA).

Il est à noter que ces projets sont dans des phases initiales de développement et qu'à ce titre l'exposition financière du Groupe reste limitée.

Le Groupe a établi des principes de gouvernance pour le développement, la construction, l'exploitation et le démantèlement sur la base de son expérience d'exploitant de centrales nucléaires. 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 les projets du Groupe.

2.3.2.4 Risques liés aux partenariats et participations

Les partenariats et prises de participations minoritaires 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 (voir Note 3 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»). Le Groupe se protège autant que possible des risques résultant du contrôle conjoint ou de l'absence de contrôle par la signature de pactes d'actionnaires régissant la gouvernance et la remontée d'informations, et par le rôle de l'administrateur représentant le Groupe.

Toutefois, l'évolution du projet, de la situation économique, de la stratégie du partenaire ou même du contexte politique et économique local peut, le cas échéant, conduire à la rupture, à l'évolution du contrôle ou de la gouvernance d'un partenariat ou au désinvestissement d'une participation.

Ces situations peuvent amener le Groupe à aménager des dispositifs contractuels de résolution des blocages au sein de partenariats (*deadlock resolution*) ou, en cas de conflit avec le ou les partenaires, à rechercher des solutions devant les instances compétentes.

2.3.3 Risques juridiques

Le Groupe est confronté à des risques juridiques dans l'ensemble de ses métiers et marchés. Ces risques découlent du cadre légal et réglementaire, des activités opérationnelles, des partenariats, des achats de sociétés et des contrats conclus avec les clients et les fournisseurs (voir sections respectives de ce chapitre 2).

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est d'une part engagé dans un certain nombre de litiges et arbitrages et d'autre part fait l'objet d'enquêtes et procédures, dont les principaux sont décrits dans la Note 27 de la Section 6.2. «Comptes consolidés». À l'exception de ces procédures, il n'existe pas, à la connaissance de la Société, d'autres procédures gouvernementales, 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.

2.3.4 Risques éthiques

Tout manquement aux principes éthiques du Groupe pourrait l'exposer à un risque de réputation et juridique (voir Note 27 de la Section 6.2. «Comptes consolidés»).

Des politiques et procédures d'éthique et de compliance sont développées pour éviter dans toute la mesure du possible la survenance de tels risques. La Direction Éthique et Compliance promeut leur mise en œuvre au sein du Groupe en s'appuyant sur le management et sur le réseau Éthique et Compliance.

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 chapitre 3.1 «Éthique et compliance»).

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

2.3.5 Risques liés aux ressources humaines

La double révolution énergétique et digitale impacte fortement la stratégie, les activités, l'organisation du Groupe, les métiers, les emplois et par voie de conséquence, les compétences nécessaires aux activités du Groupe.

En réponse, ENGIE a lancé un plan de transformation ambitieux et rapide pour réinventer ses *business models*, nécessitant de développer de nouvelles activités et d'acquérir de nouvelles compétences, mais aussi de faire une «révolution» culturelle dans les activités existantes (plus d'innovation, de digital…).

Dans ce contexte, 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.

2.3.5.1 Compétences

Afin d'anticiper l'évolution de ses métiers et de ses besoins en compétences, de développer l'employabilité de tous ses salariés, acteurs clés de l'excellence professionnelle et du développement durable du Groupe, et d'accompagner les évolutions profondes de ses organisations, le Groupe a déployé le dispositif «*ENGIE Skills*». Cette démarche prospective (identification des besoins en compétences à 3 ans), permet aujourd'hui d'alimenter les plans d'action RH dans le domaine de la gestion des compétences à l'échelle du Groupe et de chacune des BUs.

Signé le 8 avril 2016, l'Accord Social Européen est également porteur d'engagements forts en matière de développement des compétences *via* la formation. À ce titre, l'accord prévoit le maintien sur 3 ans de l'enveloppe financière annuelle de 100 millions d'euros consacrés à la formation, majoritairement axée sur le développement des compétences Métier. Il prévoit également la mise en place de l'«École de la Transformation Énergétique».

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.

Le Groupe a déployé en septembre 2016 l'enquête d'engagement «*ENGIE & Me*» afin de mesurer l'adhésion de ses collaborateurs.

Le Groupe promeut des comportements managériaux favorisant l'innovation et le développement des collaborateurs en déployant son nouvel «*ENGIE leadership model*» (voir Section 3.2.1.4 «Des politiques de développement ciblées»). Il 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.

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

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 l'ambition 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'actions a été décliné pour la période 2010-2015, un nouveau plan a été défini pour la période 2016-2020 (voir Section 3.2.6 «Politique de santé et sécurité»).

Le traitement du risque de décès dans le cadre professionnel est intégré dans le dispositif global de maîtrise du risque d'accidents au travail. En complément, un plan spécifique pour la prévention durable des accidents mortels a été lancé en 2012. Il s'appuie en particulier sur l'adhésion à neuf «Règles Qui Sauvent», dans l'ensemble des activités du Groupe.

2.3.6.2 Sûreté des personnes

L'implantation internationale du Groupe peut l'exposer à un certain nombre de risques sanitaires et sécuritaires dont la menace justifie une organisation spécifique confiée à la Direction de la Sûreté qui a mis en place une veille pays. Le Groupe est ainsi amené à évaluer de façon permanente les risques de terrorisme, de conflits armés et de confrontation avec les organisations criminelles. 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, la cellule de crise peut être mobilisée et mettre à la disposition des opérationnels des moyens exceptionnels à l'occasion, par exemple, d'une évacuation.

2.3.6.3 Protection du patrimoine 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 ces mêmes 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 poursuit ses actions, notamment contre les cyber-attaques, 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 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 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 et les tentatives d'intrusion sont de plus en plus ciblées et l'œuvre de véritables spécialistes qui attaquent 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 du Groupe ou à sa réputation.

En réponse, le Groupe met en place des mesures de prévention et de sécurisation de l'ensemble de ses systèmes d'information et de ses données. 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 (suivi des alertes, supervision des infrastructures…), de campagnes de tests (tests d'intrusion, de *social engineering*, de gestion de cyber-crises…) ainsi que de campagnes de sensibilisation. Le Groupe investit également dans l'architecture de ses systèmes pour la rendre plus sûre et performante et un centre Opérationnel de Sécurité mondial (le GSOC) a été déployé en partenariat avec la société Thales.

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, de stockage de gaz, des installations d'exploration-production, des méthaniers, 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 en cours de mise en œuvre. 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»).

Enfin en 2016, un «Comité de Sécurité Industrielle Groupe» a été mis en place, avec pour objectif principal de favoriser le partage inter-BU et inter-Métiers 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 comportent 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 3.3.4.9 «Une prévention active des risques environnementaux».

Les risques sanitaires et environnementaux font l'objet de contrôles réguliers du Groupe, des 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 Centrales nucléaires en Belgique

Electrabel, filiale du Groupe, détient et exploite en Belgique 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'incidents majeurs de sûreté nucléaire ayant pu entraîner 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.

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 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,

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

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.

Ainsi Electrabel prend en compte les retours d'expérience des accidents ou incidents pour continuer d'améliorer la sûreté et sécurité des installations. Electrabel poursuit le plan d'action BEST décidé suite à l'accident de Fukushima en 2011 notamment face à des catastrophes naturelles plus sévères et à des risques de cyber attaques. De même, suite à un sabotage en 2014 sur une turbine de la centrale de Doel, Electrabel a renforcé son plan d'action existant afin de diminuer plus généralement le risque de menace interne sur ses sites nucléaires. En 2015, Electrabel a mis en place un plan d'action «Rigueur et Responsabilité» destiné à renforcer la culture de sûreté sur ses sites nucléaires suite à la rédaction d'un procès-verbal par l'AFCN le 3 août 2015, constatant la baisse du niveau de culture de sûreté au sein de la centrale de Tihange. Ce plan a été renforcé à la suite d'un deuxième procès-verbal de l'AFCN en juin 2016, entre autre par la nomination de nouveaux responsables. De plus, le risque terroriste est traité avec les autorités compétentes de l'État belge.

Fin novembre 2015, l'AFCN a autorisé le redémarrage des réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 après avoir évalué positivement le dossier avec l'assistance d'Oak Ridge National Laboratory (ORNL-USA). Ces deux réacteurs avaient été arrêtés suite à la détection dans la paroi des cuves de défauts dus à l'hydrogène dont l'origine remonte à la fabrication des cuves. Ces deux unités sont maintenant à nouveau complètement opérationnelles. Une inspection après un an de fonctionnement a montré que les défauts dans les parois dans la cuve de Doel 3 n'ont pas subi de changement. La cuve de Tihange 2 sera, quant à elle, réexaminée lors de l'arrêt de tranche en avril 2017.

Le gouvernement belge a décidé de rendre possible une prolongation de la durée de fonctionnement de Doel 1 et 2 au-delà de 40 ans. La confirmation de cette décision a été votée au Parlement belge fin juin 2015 et une prolongation jusqu'à 50 ans a été accordée par l'AFCN en décembre 2015, sur la base d'un programme engageant de modernisation qui s'étendra jusqu'en 2019. Le dernier volet de la convention signée par ENGIE avec le Gouvernement (celui relatif à la taxation nucléaire) a finalement été consolidé par une loi votée fin 2016. Par ailleurs, la prolongation de 10 ans au-delà de 2015 de Tihange 1 est effective depuis le 1er octobre 2015 avec un programme des travaux associés qui s'étendra jusqu'en 2019 (voir Note 8 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

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). En 2013, des fûts de déchets de moyenne activité, originaires de la centrale de Doel et entreposés chez Belgoprocess, ont fait l'objet de contrôles complémentaires liés à la découverte d'un gel à la surface des fûts. Le reconditionnement de ces déchets sera entièrement à charge d'Electrabel selon un procédé encore à développer et qui fait l'objet d'une provision. Un nouveau procédé de conditionnement est en cours de développement pour les nouveaux fûts afin de réduire l'usage de matériaux riches en silice. Le traitement de ce sujet se poursuit en liaison avec l'ONDRAF. À Tihange, le nouveau procédé de conditionnement des résines utilisant la thermo-compaction a finalement été rejeté par l'ONDRAF suite à des modifications du *design* du système de stockage en surface notamment pour des circonstances accidentelles. Tihange a dès lors décidé de rejoindre le projet développé à Doel.

L'application des procédures de traitement des déchets faiblement radioactifs étant revue par l'ONDRAF, Electrabel adapte les siennes en collaboration avec l'ONDRAF de façon à maintenir son accréditation. Dans cette période transitoire, cela pourrait entraîner des coûts supplémentaires pouvant impacter ses résultats.

Enfin, les assemblages de combustibles nucléaires usés sont entreposés sur les sites de production d'électricité dans l'attente de retraitement ou de stockage géologique. Ce choix devra être approuvé 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 18.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés».

Des voix s'élèvent dans différents pays de l'Union européenne pour contester l'approbation par le gouvernement belge de la prolongation ou du démarrage de certaines centrales nucléaires (voir Note 27 de la Section 6 "Comptes consolidés).

2.4.4 Exploration-production d'hydrocarbures

L'exploration et la production d'hydrocarbures sont des activités soumises à des risques significatifs tels que les risques géologiques et les risques d'accidents industriels.

Les risques géologiques sont liés aux difficultés de l'investigation du sous-sol, aux caractéristiques physiques des champs pétroliers ou gaziers et à celles des hydrocarbures. En effet, les estimations des réserves découvertes doivent être suffisantes et bénéficier d'une analyse économique positive pour que les réserves soient exploitées. En cours de production, les réserves peuvent s'avérer inférieures aux prévisions et compromettre l'économie de leur exploitation.

Les risques d'accidents industriels sont liés aux fuites d'hydrocarbures, incendies, explosions et pertes de contrôle d'un puits.

Afin de réduire l'impact de ces risques, le Groupe :

- conduit ses activités en partageant les risques dans le cadre de consortiums dans lesquels il peut être opérateur ou simplement partenaire. Dans toute la mesure du possible, le Groupe s'associe avec des sociétés reconnues pour leurs compétences, leurs règles et leur haut niveau d'implication en matière de sécurité et de prévention des accidents ;
- réalise ses opérations selon les règles d'un système de management de la sécurité (voir aussi Section 2.4.1) inspiré par les normes internationales ISO 14001 et OHSAS 18001 et en prenant en compte les bonnes pratiques de l'industrie E&P, et notamment celles de l'*International Association of Oil and Gas Producers* (IOGP) ;
- fait évaluer ses réserves d'hydrocarbures régulièrement par un tiers indépendant ;
- assure ses installations contre les dommages aux ouvrages, les pertes de production et les actions en responsabilité civile, y compris la pollution conformément aux pratiques de cette industrie.

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 (voir Section 6.1.1.2 «Perspectives»).

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 16.1.1 de la Section 6.2 «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 risque de marché et de contrepartie, et (iv) une filière de contrôle spécifique coordonnée par la Direction Financière.

Une partie prépondérante des activités de production d'électricité, hors Europe et États-Unis, est sécurisée par des contrats de vente d'électricité à long terme appelés *Power Purchase Agreements* (PPA), souvent avec des collectivités publiques, 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 des prestations ou livraisons réalisées), de la livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées), ou des actifs (perte de placements financiers).

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 translationnel et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollars américains, en réal brésilien et en livre Sterling.

Pour une analyse de sensibilité au risque de change, voir la Note 16.1.3.2 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 Note 16.1.4.1 et Note 16.1.4.2 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.

2.5.5 Risque de liquidité

La liquidité repose sur le renouvellement régulier des divers outils de financement dont dispose le Groupe tels 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 15.2.1 de la Section 6.2 «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 faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et sur le taux d'actualisation à appliquer. Tout écart avec 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 1.3.1.2 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

2.5.7 Risque sur actions

Le Groupe détient au 31 décembre 2016 un ensemble de participations non consolidées dans des sociétés cotées (voir Note 15.1.1 de la Section 6.2 «Comptes consolidés») dont la valeur fluctue en fonction de la tendance des marchés boursiers mondiaux et/ou de la situation des sociétés considérées.

Par ailleurs, le Groupe détient des participations consolidées par mise en équivalence dans des sociétés cotées, dont Suez (voir Note 3 en Section 6.2 «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, 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 croissantes de la Commission européenne en matière tant d'aides d'État que de projets de directives dans le domaine de la lutte contre l'optimisation fiscale (cf. ATAD) et de l'harmonisation européenne (cf. ACCIS) peuvent impacter les résultats du Groupe à des horizons différents (voir Note 27 de la Section 6.2 «Comptes consolidés»).

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, le Brésil et l'Australie.

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 19 de la Section 6.2 «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.

03

Informations sociales, environnementales et sociétales

3

3.1 Éthique et compliance 58

3.1.1 Engagement au plus haut niveau du Groupe 58
3.1.2 Organisation et structure 58
3.1.3 Évaluation des risques 58
3.1.4 Textes de référence 59
3.1.5 Signalement et reporting des incidents éthiques 59
3.1.6 Formations et sensibilisations 59
3.1.7 Dispositif de contrôle 59

3.2 Informations sociales 60

3.2.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines 60
3.2.2 L'attraction et le recrutement des talents 62
3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire 62
3.2.4 Épargne salariale et actionnariat salarié 64
3.2.5 Relations sociales 65
3.2.6 Politique de santé et sécurité 65
3.2.7 Données sociales 67

3.3 Informations environnementales 81

3.3.1 Le cadre législatif et réglementaire 81
3.3.2 Le management environnemental 82
3.3.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, la responsabilité environnementale 82
3.3.4 Les actions du Groupe 84

3.4 Informations sociétales 91

3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires 91
3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats 91
3.4.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité 92
3.4.4 Achats, sous-traitance et fournisseurs 92

3.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de Gestion inclus dans le Document de Référence 93

3.6 Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales 96

3.1 Éthique et compliance

Pour mettre en oeuvre les quatres principes éthiques fondamentaux qui sont mis en exergue dans sa Charte éthique [1], ENGIE déploie un programme éthique et compliance structuré autour des axes suivants :

3.1.1 Engagement au plus haut niveau du Groupe

Les dirigeants du Groupe, en particulier le Directeur Général et tous les autres membres du Comex dont le Secrétaire Général, impulsent et supervisent la politique éthique et compliance et en garantissent la bonne application.

Un message fort de «tolérance zéro» concernant l'éthique et tout particulièrement la lutte contre la fraude et la corruption, inscrit dans les référentiels éthique et compliance, est régulièrement porté par le Directeur Général et relayé par les managers à tous les niveaux.

Les principes d'action d'ENGIE s'inscrivent dans le cadre des textes de référence internationaux notamment en matière de lutte contre la corruption et la fraude et du respect des droits humains.

Dans le cadre de la lutte contre la corruption, le Groupe a pris des engagements volontaires, en adhérant au Pacte mondial des Nations Unies, dont le dixième principe concerne la lutte contre la corruption, à l'initiative pour la transparence dans les industries extractives (EITI), et à la section française de l'ONG *Transparency International*.

3.1.2 Organisation et structure

L'organisation éthique et compliance est supervisée 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 et des Risques Groupe, le Directeur Juridique Groupe et le Directeur Éthique et Compliance Groupe.

Au sein du Secrétariat Général, la Direction Éthique & Compliance 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 sa mise en œuvre par tous les niveaux organisationnels du Groupe. Elle anime un réseau de plus de 250 personnes impliquées activement dans la mise en oeuvre opérationnelle des engagements éthiques du Groupe par tous les niveaux organisationnels du Groupe. Le positionnement et le maillage du réseau ont été renforcés en 2016 avec la nomination dans chaque BU d'un déontologue, membre du Comex, et d'un déontologue adjoint.

Plusieurs autres fonctions du Groupe portent la compliance dans leurs activités. Par exemple, la Direction Juridique Groupe intègre un Centre d'expertise en droit de la concurrence et un Délégué Groupe aux Données Personnelles, chacun s'appuyant sur un réseau de correspondants à travers toutes les BUs du Groupe.

3.1.3 Évaluation des risques

L'évaluation des risques éthiques est intégrée à la démarche d'analyse de risques du Groupe (voir Section 2.3.4). Sept risques éthiques sont identifiés : corruption, atteinte aux droits humains, non prise en compte des règles de concurrence et/ou d'embargo, non-respect des engagements d'entreprise responsable, fraude, insatisfaction et perte de confiance des clients finaux en cas de comportements ou pratiques non-éthiques, 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.

Le processus d'évaluation des risques corruption et atteinte aux droits humains a fait l'objet d'un renforcement en 2016, notamment avec l'application dans le cadre du processus ERM du Groupe d'une méthodologie d'analyse commune à toutes les BUs (grille d'autodiagnostic sur le risque corruption, *check-list* sur le risque de violation de droits humains).

(1) Ces documents sont publiés sur le site internet www.engie.com.

3.1.4 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.

Ces deux documents, traduits en 20 langues, applicables à tous les collaborateurs du Groupe, sont partagés avec les parties prenantes externes. Ils ont fait l'objet d'une mise à jour en 2016, notamment pour les adapter au cadre législatif renforcé en matière de dispositifs anti-corruption, et pour y intégrer la décision prise par le Groupe en 2016 de ne plus participer aux financements d'activités politiques dans des pays où cette pratique est encore autorisée.

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, *due diligences* éthiques sur les parties prenantes, conflits d'intérêts,...).

Le référentiel «Droits Humains» rassemble les engagements d'ENGIE dans le domaine des droits humains (y compris le rejet de toute forme de travail forcé et obligatoire, et de toute forme de travail des enfants) et fournit les instruments d'analyse de ce risque pour les projets et activités.

Le référentiel «Management de la Conformité» 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 Section 3.1.5 et 3.1.7). Il rassemble également les dispositifs du Groupe visant le respect des règles en matière d'embargo, de protection des données à caractère personnel et du droit de la concurrence.

Des codes de conduite appliquent les engagements éthique 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».

3.1.5 Signalement et *reporting* des incidents éthiques

L'adresse email *ethics@engie.com* est l'un des dispositifs de signalement des incidents éthiques mis en place au sein du Groupe. Il permet à tout collaborateur, ainsi qu'à toute personne extérieure au Groupe, de signaler les (suspicions de) manquements aux règles éthiques.

Les dysfonctionnements éthiques sont suivis à travers l'outil de *reporting éthique* INFORM'ethics déployé dans les BUs ainsi qu'au NewCorp et chez GBS. INFORM'ethics couvre six domaines d'incidents éthiques : intégrité comptable et financière, conflits d'intérêts, responsabilité sociale et droits humains, éthique des affaires, information confidentielle, et protection du patrimoine immatériel.

Ces deux dispositifs sont déclarés à la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

3.1.6 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 2016, 84% des cadres dirigeants avaient suivi ce cours) rendu obligatoire également pour les membres des Comex de BUs, un programme de formation obligatoire pour le réseau éthique et compliance, une formation obligatoire pour les acheteurs de la filière achats (voir aussi la Section 3.4.4), des formations sur le droit de la concurrence, une formation pour les Data Protection Officers et une formation en matière de droits humains.

Des *e-learning* sur divers thèmes éthique et compliance sont accessibles à tous les collaborateurs.

3.1.7 Dispositif de contrôle

Le suivi de la mise en œuvre de la politique en matière d'éthique et de compliance du Groupe est fondé 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,...). À chaque niveau de l'organisation, les déontologues 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. 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 et externes sont réalisés afin d'évaluer la mise en œuvre effective des politiques et définir le cas échéant des actions d'amélioration.

Le Groupe 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.

(1) Ces documents sont publiés sur le site internet www.engie.com.

3.2 Informations sociales

La révolution du monde de l'énergie et les choix stratégiques d'ENGIE impactent fortement les besoins en compétence du Groupe. Une transformation en profondeur de la culture du Groupe, notamment dans ses aspects RH est rendue nécessaire. En 2016, la fonction RH a orienté ses actions autours de 4 axes principaux :

- Anticiper et piloter l'évolution des métiers et des compétences d'ENGIE ;
- Développer l'employabilité de tous ses salariés, qui sont les acteurs clés de l'excellence professionnelle et du développement durable du Groupe ;
- Accompagner les évolutions profondes de ses organisations ;
- Créer les conditions d'une organisation agile, apprenante et performante.

Toutes les actions RH sont également attentives à deux dimensions transverses : l'engagement du Groupe au service de la santé-sécurité de tous, et sa volonté de marquer ses actions et comportements d'une empreinte sociale.

En 2016, la stratégie du Groupe, sa nouvelle organisation et son nouveau mode de gouvernance a conduit la fonction RH à appréhender de manière différente les ressources et relations humaines et à renforcer l'animation de communautés et des managers.

3.2.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines

Le développement individuel est au cœur de la performance du Groupe. Il passe par la connaissance transverse et partagée des collaborateurs à chaque niveau de l'organisation (manager et responsables RH).

En 2016, ENGIE a opté pour une gestion transverse et digitalisée des RH. Le Groupe déploie progressivement dans l'ensemble des BUs et entités un dispositif commun et unique, «*One HR*» qui permet :

- d'optimiser, harmoniser et simplifier l'ensemble des processus RH à travers un outil commun ;
- de faciliter l'analyse des *data* au service du développement des collaborateurs ;
- d'améliorer la visibilité des talents et leur suivi par les managers et les RH.

3.2.1.1 La mobilité interne au service de la transformation du Groupe

Plus de 7 000 mobilités ont été réalisées en 2016, soit une hausse de 16% par rapport à 2016, due en partie à la nouvelle organisation mise en place au 1er janvier 2016.

ENGIE souhaite continuer à renforcer la mobilité interne pour encore mieux accompagner la transformation de ses métiers et accroître l'engagement des collaborateurs en offrant de plus larges possibilités d'évolution interne.

Un Accord Social européen signé au premier semestre 2016 est venu renforcer la politique de mobilité professionnelle Groupe dans l'accompagnement et la formation des collaborateurs. Un nouveau dispositif dédié à la mobilité, *ENGIE Mobility*, a été mis en place au deuxième semestre 2016 pour appuyer les BUs et favoriser la coordination transverse en France et Belgique.

3.2.1.2 La gestion anticipée des compétences pour préparer l'avenir

Pour préparer les collaborateurs aux enjeux de demain, le Groupe a mis en place un nouveau dispositif dénommé «*ENGIE Skills*» qui met en synergie les démarches initiées dans le Groupe : dimension RH du plan d'activité à moyen terme, Observatoire des métiers, les métiers d'avenir.

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

Pour relever les défis de la transition énergétique, le Groupe a réaffirmé son engagement pour développer les compétences métiers des collaborateurs et managers en créant un réseau des Écoles Métiers.

Par sa *Digital Academy* et la réalisation du premier MOOC (*Massive Open Online Courses*) sur la Finance, le Groupe et la fonction RH ont poursuivi l'acculturation des collaborateurs et managers au Digital déjà engagée en 2015 à travers la plateforme *e.campus*.

ENGIE University accompagne les transformations du Groupe à travers une offre diversifiée de programmes, notamment l'*e-learning* sur mesure et l'animation des *Senior Management Forum* (SemaFor) sur des sujets comme les partenariats industriels et commerciaux avec des organisations de moyenne et grande taille ou la mise en place d' une nouvelle culture managériale ou de nouveaux systèmes de management.

SynerFORM, outil d'optimisation et de mutualisation du *learning* en France, a accueilli environ 10 000 collaborateurs en 2016.

3.2.1.4 Des politiques de développement ciblées

Afin de proposer un développement adapté aux cadres dirigeants, experts ou managers, ENGIE déploie des politiques ciblées à travers :

- le *coaching* et le *mentoring*, en croissance permanente : plus de 200 binômes de *mentoring* ont été mis en place en 2016. Une plateforme digitale permet de mettre en relation les nouveaux candidats à ce programme transversal, international, développant la coopération et la connaissance mutuelle ;
- un accompagnement de carrière personnalisé pour les cadres dirigeants et une sensibilisation aux technologies numériques à travers le *Digital Reverse Mentoring* ;
- le développement et la valorisation des experts et de certaines filières (Métiers, fonctions opérationnelles et support) ;
- le déploiement des *Development Centers*, outils de développement et de connaissance personnelle ;
- 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.

Fin 2016, le Groupe compte 559 cadres dirigeants, dont 21% de femmes (pour 18,5% fin 2015). Depuis le début de l'année, 33% des nouveaux cadres dirigeants nommés sont des femmes.

Un travail sur la définition d'un nouveau *Leadership Model*, en lien avec la stratégie du Groupe et sa transformation, a été engagé en 2016. D'ores et déjà intégré à la plupart des formations destinées aux managers du Groupe, il sera plus massivement déployé en 2017 auprès des managers, à travers un programme de formation spécialement conçu à cet effet par ENGIE University.

Développement pour les métiers et filières

Les Métiers et Filières ont mis en place une démarche RH adaptée aux enjeux de développement des compétences. La Direction des Ressources Humaines (DRH) Groupe accompagne chaque direction Métier et Filière et son responsable RH dans la mise en place d'actions concrètes, telles l'organisation de revues de cadres-clés, la définition d'actions de développement, la cartographie des compétences, la déclinaison des politiques et outils Groupe.

Leaders for Tomorrow (LFT)

Le programme LFT s'inscrit dans une logique de développement du potentiel des collaborateurs du Groupe. Il permet d'attirer, de fidéliser et de préparer les futurs dirigeants du Groupe. Sur 33 700 managers, 2 234 sont identifiés comme *LFT*. Chaque année, 80% des nouveaux dirigeants en sont issus.

3.2.1.5 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 stades du management. À titre d'exemple, la démarche «ENGIE 50», mise en place en 2016, montre une nouvelle façon de mobiliser et d'impliquer le *top management*. Des expérimentations liées au télétravail, aux espaces de travail dynamiques sont menées dans différentes entités du Groupe, à la DRH Groupe par exemple. La filière RH joue un rôle fondamental dans la diffusion de cette nouvelle culture et l'animation managériale ou de communautés clés pour le Groupe, comme :

- les YPN (*Young Professional Network*), un réseau international de plus de 900 membres, créé par de jeunes collaborateurs, qui alimente les réflexions stratégiques du Groupe lors de *créativ'Lab* ;
- le *Digital Reverse Mentoring*, permettant un accompagnement personnalisé des cadres dirigeants par des collaborateurs volontaires sur les nouveaux usages numériques. En 2016, 110 binômes ont bénéficié de ce dispositif ;
- la communauté des *data scientists* (200 membres), celle des entrepreneurs (200 membres), des managers (30 000 collaborateurs) et le réseau de femmes Win.

Les membres de ces réseaux sont présents partout dans le Groupe. L'animation de ces réseaux par la filière RH contribue à faire d'ENGIE un Groupe agile et performant.

En 2016, près de 30 projets RH ont été soumis aux Trophées de l'innovation ENGIE.

3.2.2 L'attraction et le recrutement des talents

En 2016, le Groupe a posé les fondements d'une nouvelle Marque Employeur, reflet du nouveau positionnement du Groupe auprès des talents qu'il souhaite attirer. Une campagne «Vous êtes l'énergie dont le monde a besoin» a été déployée, notamment sur le web et les réseaux sociaux. Elle installe l'image d'un Groupe international, au service du monde énergétique de demain, efficace, renouvelable, décarboné et digital. La plateforme *Matching Energy* permet de découvrir les personnalités qui composent le Groupe.

Au-delà de cette campagne de notoriété, la DRH Groupe a amélioré son processus de recrutement au travers d'une refonte complète des réseaux sociaux Marque Employeur (*Facebook*, *LinkedIn*, Viadeo, *yammer*, *glassdoor* et autres *JobBoards*), d'une nouvelle interface pour diffuser les offres d'emploi sur le web et *via* des applications dédiées, l'intégration de fonctionnalités originales dans les outils de recrutement.

La DRH Groupe a également redéfini sa stratégie partenariale avec les jeunes et les écoles : rationalisation du nombre d'écoles cibles, nouveaux partenariats en lien avec les thématiques Énergies Renouvelables ou Digitales (Eptitech ou École 42 par exemple) ou pour toucher des talents à l'esprit entrepreneurial et connectés au monde (Confédération des Junior Entreprises ou Cité Universitaire Internationale par exemple).

Des événements mêlant des collaborateurs du Groupe et des jeunes d'horizons divers (étudiants, *start-uppers*, jeunes entrepreneurs, chercheurs, designers…) pour réfléchir sur des thématiques en lien avec le nouveau monde de l'énergie ont également été réalisés en 2016.

3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire (1)

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 RSE d'ENGIE s'organise autour de 4 axes majeurs : diversité, insertion, solidarité et lien social, bien vivre au travail. L'innovation sociale s'inscrit comme un axe transverse à l'ensemble des thématiques.

Diversité

La politique diversité d'ENGIE a été reconnue par l'obtention du label Diversité en mai 2014 pour l'ensemble des activités de production et de services du Groupe en France. ENGIE entend renouveler début 2017 ses engagements en matière de Diversité auprès de la Commission nationale de labellisation. 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.

Égalité professionnelle et mixité

En interne, l'égalité 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. À fin 2016, le Groupe compte 21,9% de femmes dans le Groupe. En externe, 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 «J'apprends l'énergie», «Ma caméra chez les Pros», «Elles Bougent» et «*Girls day and Boys day*» en Belgique et aux Pays-Bas. Par ailleurs, ENGIE développe l'essaimage dans l'écosystème des PME afin de travailler sur la féminisation des métiers dits masculins et la masculinisation des métiers dits féminins.

Jeunes, Seniors et Intergénérationnel

L'employabilité, en particulier celle des jeunes, est prioritaire avec un objectif de 5% d'alternants et un taux de transformation de 50% à l'issue de la formation pour les métiers techniques. Avec 4 000 jeunes concernés en 2016, 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 2016 ses actions d'intégration à la plateforme d'échanges interentreprises «Engagement Jeunes» dédiée aux alternants en recherche d'un 1er emploi et l'expérimentation Erasmus Pro (échanges européens d'alternants) lancée par le ministère des Affaires Étrangères. L'engagement du Groupe en faveur des jeunes a été récompensé par l'obtention du Label AJE (Association Jeunesse et Entreprises) fin 2015. En 2016, ENGIE a renforcé son action en faveur de l'employabilité des jeunes en Europe par son adhésion au *Pact For Youth* et à l'*Alliance For Youth* (1er mouvement privé paneuropéen regroupant 200 entreprises). ENGIE est également partenaire du programme «Octave» (séminaires interentreprises) sur les enjeux et mécanismes de l'intergénérationnel dans un contexte de mutation de la société.

Depuis 2015, le Groupe accompagne le programme d'excellence «Diversité et Égalité des chances» des Mines d'Albi destiné aux ingénieurs engagés en faveur de l'inclusion sociale.

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.

Diversité religieuse

Parmi les 23 critères légaux du principe de non-discrimination se trouve l'appartenance 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 2016 il a poursuivi son action en partenariat avec l'Observatoire Social International.

(1) Pour une vision complète de la politique de Responsabilité Sociale du Groupe, voir également la Section 3.4 "Informations sociétales"

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 2016, des actions de sensibilisation ont été menées notamment sur les handicaps invisibles tels que les troubles DYS ou les troubles psychiques. Le Groupe est partenaire du *Belgian Paralympic Committee* et de l'opération les «Drives de l'Insertion», compétition de golf réunissant managers, collaborateurs et handigolfeurs.

En octobre 2016, le Groupe a signé la *Global Business and Disability Charter* de l'Organisation Internationale du Travail (OIT)

Pour l'ensemble des entreprises d'ENGIE en France, le taux d'emploi global est de 4,61%, et le taux d'emploi direct de 4%, en progression. Les entreprises d'ENGIE en France emploient au global plus de 2 700 salariés en situation de handicap, avec une progression de 33% en 5 ans.

Des *sourcing* spécialisés sont réalisés par l'ensemble des entreprises d'ENGIE en France 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 7,9 millions d'euros (hors taxe), en progression de 46% en 5 ans.

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 décernées en France et en Belgique et jeunes en France, en post-bac ou infra-bac, accompagnés par un parrain ou une marraine, 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 million d' euros de subventions en faveur de 80 projets œuvrant pour l'accès à l'emploi, la création d'activités et l'insertion des publics les plus fragiles. La FAPE poursuit son action pour favoriser le bénévolat au sein des associations qu'elle soutient (accompagnement des demandeurs d'emploi, micro-entreprise…) ;
- en 2016, le Groupe a développé et piloté le programme «Parcours Emploi Mobilité Sport» (PEMS). Ce programme aide les jeunes filles et garçons de 18 à 25 ans, issus des quartiers prioritaires de la politique de la ville, à intégrer un contrat en alternance. La 1re édition 2016 s'est déroulée en Île-de-France. Durant 6 mois, les jeunes ont suivi un programme construit autour d'ateliers numériques, d'accompagnement individualisé, d'un parrainage, d'un stage en entreprise, d'une immersion dans l'armée et d'ateliers sportifs. À l'issue de ce parcours, 75% des jeunes ayant suivi le programme sont en contrat d'alternance ou en sortie positive. Pour 2017, une nouvelle édition Ile de France est programmée ainsi qu'un développement en région.
- le Groupe a renouvelé son engagement auprès du ministère de la Ville, de la Jeunesse et des Sports en signant un avenant à la Charte «Entreprises & Quartiers» pour le développement économique et social des quartiers populaires.

Qualité de vie au travail

Avec 8 millions de personnes en France – dont 50% en activité – accompagnant un proche dépendant ou en situation de handicap, la situation d'aidant est devenue un véritable sujet de société avec un impact sur l'entreprise (stress, fatigue, absentéisme de l'aidant). Afin de répondre à cette problématique, ENGIE a déployé en 2016, vers les salariés du Groupe en France, l'aide aux aidants. Ce service d'information, d'accompagnement, de conseils et d'assistance concentre, en un point d'entrée unique, toutes les réponses attendues par l'aidant.

Implication dans l'Observatoire Social International

ENGIE soutient l'Observatoire Social International (OSI) et les travaux de ses délégations internationales en Europe, en Chine, au Brésil, au Maroc, au Chili et en Afrique. En 2016, l'activité à l'international s'est accélérée avec l'organisation de symposiums dédiés à la responsabilité sociale des entreprises notamment au Brésil (conférence sur l'insertion professionnelle des personnes en situation de handicap, en ouverture des Jeux paralympiques de Rio), en Chine (forum sino-européen sur la RSE 1er levier de changement économique) et au Chili (séminaire sur la productivité et le dialogue territorial). L'Afrique, quant à elle, a été le territoire de conférences tournées vers la place des femmes et des jeunes dans le développement économique de ce continent.

En France, les réflexions ont porté sur la santé au travail, le rôle de l'entreprise face aux défis géopolitiques et confessionnels, les managers de demain et les nouvelles formes de salariat ainsi que sur le développement humain et la performance durable.

3.2.4 Épargne salariale et actionnariat salarié

3.2.4.1 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 [(1)] 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) 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.

3.2.4.2 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 2014-2016 a été signé le 24 juin 2014 avec l'ensemble des organisations syndicales représentatives. Le montant versé en 2016 au titre de l'intéressement 2015 est de 19,5 millions d'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 2015 conduit à l'absence de versement en 2016.

3.2.4.3 Actionnariat salarié

ENGIE poursuit sa politique d'actionnariat salarié pour associer l'ensemble des salariés au développement du Groupe et renforcer la présence des salariés au capital d'ENGIE.

En 2016, plusieurs plans d'attribution gratuite d'actions ont été livrés pour un total de 3,1 millions de titres. Les salariés auront bénéficié d'actions pour un total d'environ 24 millions d'actions depuis le premier plan en 2007.

À fin 2016, les salariés détenaient 2,75% du capital, dont 1,99% 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.

(1) Sociétés consolidées par intégration globale (hors GRTgaz) et sociétés dont la majorité du capital est détenue directement ou indirectement par ENGIE SA.

3.2.5 Relations sociales

3.2.5.1 Instances sociales Groupe

Les instances représentatives sont des lieux de concertation privilégiée entre la Direction et les représentants du personnel.

Le Comité d'Entreprise Européen (CEE)

Composé de 42 membres titulaires représentant les 135 828 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. Toutefois, il s'est réuni exceptionnellement tous les mois sur le 1er semestre 2016.

En 2016, cinq réunions plénières du CEE se sont tenues, huit réunions du secrétariat du CEE et cinq réunions de groupes de travail métiers.

Le Comité de Groupe France

Cette instance qui représente plus de 74 000 salariés en France, est représentée par 30 membres titulaires. En 2016, deux réunions se sont tenues.

3.2.5.2 Accords collectifs Groupe

Le 8 avril 2016, Gérard Mestrallet, Isabelle Kocher et trois fédérations syndicales européennes IndustriAll Europe, EPSU et FETBB ont signé l'Accord Social européen d'ENGIE. Avec cet accord, les parties signataires ont placé l'anticipation et l'employabilité de tous au cœur de la politique ressources humaines du Groupe. Cet accord social européen concrétise l'ambition sociale du Groupe avec notamment des objectifs en termes de formation et mobilité pour l'ensemble des sociétés présentes dans les pays de l'UE.

En 2016, le suivi des accords collectifs au périmètre France, Europe ou Monde a fait l'objet de onze réunions.

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 prévu pour 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.

3.2.6 Politique de santé et sécurité

3.2.6.1 Résultats

Après plusieurs années d'amélioration continue, les résultats en matière de fréquence et gravité d'accidents des salariés du Groupe ont poursuivi leur progression en 2016 :

- au niveau des accidents de travail avec :
  - un taux de fréquence de 3,6, en dessous de l'objectif fixé (TF < 3,7 fin 2016) sur un périmètre élargi depuis le 1er janvier 2016 par rapport aux années précédentes et incluant toutes les activités dont ENGIE a le management opérationnel (1), quel que soit le mode de consolidation financière. Ce résultat, à périmètre comparable, est en diminution de 56% par rapport à 2008 et de 3% par rapport à 2015,
  - un taux de gravité de 0,18, stable par rapport à l'année dernière avec toutefois un périmètre plus large,
- au niveau des accidents de trajet avec un indice de fréquence de 2,9 en 2016 contre 2,9 en 2015.

Le nombre d'accidents mortels de travail (salariés Groupe, intérimaires et sous-traitants), sur ce périmètre de management opérationnel, a diminué par rapport à 2015 avec un total de 13 contre 17 en 2015. Le plan d'actions d'éradication des accidents mortels a été mis en œuvre et renforcé notamment sur les projets et vis-à-vis des sous-traitants.

En santé au travail, le nombre de nouveaux cas de maladies professionnelles est passé de 150 en 2014 à 122 en 2015, à 100 en 2016.

3.2.6.2 Objectifs fixés et actions de progrès engagées

Les objectifs pour la période 2016-2020 portent principalement sur l'élimination des accidents mortels, avec notamment l'identification et le traitement des événements à forte gravité potentielle, 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 également des sous-traitants.

Ces axes de progrès et leurs impacts sur les résultats du Groupe en matière de santé-sécurité au travail et industrielle sont suivis par le Conseil d'Administration, le Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable et le Comex ; le suivi de l'Accord Groupe Santé Sécurité, signé en 2010, est assuré par un comité spécifique intégrant les représentants du personnel.

Chaque trimestre, les résultats santé sécurité font l'objet d'un courrier spécifique du Directeur Général à l'attention des cadres dirigeants. Ces informations sont également portées à la connaissance de l'ensemble des salariés dans les diverses communications santé sécurité du Groupe (publications, intranet…) et par les différentes filières notamment les filières santé-sécurité et RH. En 2016, les membres du Comex ont réalisé des visites managériales de sécurité, montrant l'engagement du Groupe dans ces visites tout en visant à renforcer le comportement sécurité des collaborateurs, par le dialogue, avec leur manager.

(1) ENGIE a le management opérationnel lorsqu'elle a la maîtrise ou la capacité réelle d'influence sur la conduite et la réalisation des activités et / ou qu'ENGIE est considérée comme le sachant "métier " par les autres partenaires, y compris notamment :
- Toutes les filiales, Joint-Ventures et sociétés associées détenues à plus de 50% ;
- Les actifs ou projets dans lesquels ENGIE a la capacité réelle d'influence via le management en place, comme par exemple le gestionnaire d'entité/d'usine, le gestionnaire de développement commercial, le gestionnaire de projet ou le directeur général;
- Les projets où ENGIE sous-traite la fonction d'exploitation et de maintenance de l'entité à un tiers (par exemple les parcs éoliens).

Le dispositif de management

Les principes fondamentaux de la politique santé-sécurité du Groupe ont été définis dans des accords de Groupe signés Gérard Mestrallet, alors Président-Directeur Général et par l'ensemble des représentants des salariés, d'une part dans l'accord européen santé-sécurité au travail du 23 février 2010, et d'autre part, dans l'accord mondial sur la santé et la sécurité au travail du 13 mai 2014.

Les standards et exigences minimaux applicables par l'ensemble des entités du Groupe au niveau mondial sont fixés dans des Règles Santé-Sécurité Groupe. Les «Règles Qui Sauvent», règles concrètes pour la prévention des risques principaux, s'imposent à chacun et complètent ce dispositif. Suite à la réorganisation du Groupe début 2016, ces Règles Santé Sécurité ont fait l'objet d'actualisations nécessaires ; la volonté de toujours mieux apporter l'assistance nécessaire aux victimes, de manière générale, a conduit le Groupe à formaliser une nouvelle Règle, la RG 13 Accompagnement des victimes d'un évènement grave.

En ligne avec le processus ERM, le niveau de maîtrise des risques santé-sécurité a été évalué, à la fois, par les opérationnels et la Direction santé-sécurité du Groupe. Le déploiement des principes et exigences santé-sécurité du Groupe est vérifié par des missions d'audit et de conseil conduits par la Direction Santé-Sécurité Groupe et par la Direction de l'Audit Groupe.

Une trentaine de contrôles de la maturité des systèmes de management santé sécurité ont été réalisés en 2016 avec un focus particulier sur le management des sous-traitants et, l'identification et le traitement des événements à forte gravité potentielle.

Une douzaine de contrôles transverses thématiques ont également été réalisés en 2016, sur l'activité de distribution de gaz naturel, sur les projets industriels, sur le déploiement de l'accord européen relatif à l'amélioration de la qualité de vie au travail du 27 novembre 2014, sur l'absentéisme maladie et sur le déploiement de la politique gestion de crise.

Des revues annuelles «santé-sécurité» sont réalisées avec chaque BU pour faire le bilan des actions engagées et des résultats obtenus et fixer les perspectives, tant pour les actions de progrès que pour objectifs quantitatifs. Ces revues visent en particulier à évaluer la capacité des entités à identifier et traiter les événements à forte gravité potentielle ; elles ont aussi pour objectif d'apprécier l'efficacité des actions dans le cadre du plan zéro accident mortel, tout en mettant l'accent notamment sur la gestion des sous-traitants.

Enfin, *a minima* 10% de la part variable de la rémunération des managers opérationnels est liée à leur résultat et à leur niveau d'implication pour l'amélioration de la santé et de la sécurité.

Formation

Les efforts conséquents en matière de formation se sont poursuivis en 2016 : 30% du nombre total des heures de formation ont été consacrés à la Qualité, à la Sécurité et à l'Environnement (QSE) et près de 1 100 managers ont bénéficié de la formation Groupe en matière de leadership en santé-sécurité mise en œuvre par la Direction Santé Sécurité en lien avec ENGIE University.

Une plateforme pédagogique digitale a été mise en place pour l'ensemble des collaborateurs pour développer et partager une culture de sécurité commune, permettant aux managers ayant suivi la formation *Leadership* santé sécurité d'approfondir leur connaissance.

Un module spécifique de sensibilisation d'une demi-journée au Leadership santé sécurité a été élaboré en 2016 pour les membres des CODIR des BUs ; le déploiement a commencé dès cette année et concernera l'ensemble des BUs à partir de 2017.

Sensibilisation et partage de pratiques

Différents dispositifs sont utilisés pour renforcer la culture santé-sécurité de chaque collaborateur du Groupe et en faire des acteurs engagés de leur santé, leur sécurité et celles des autres.

Reflex, le magazine interne santé-sécurité, relaye, notamment, les bons gestes et comportements à adopter au quotidien.

Lancée en avril lors de la journée mondiale santé-sécurité au travail et diffusée à l'occasion de la semaine européenne de la santé-sécurité, la campagne de communication spécifique annuelle du Groupe en matière de santé-sécurité 2016 a porté sur les risques de chute de hauteur. D'autres campagnes d'affichage, expositions, actions régulières relaient la sensibilisation à l'ensemble des Règles qui sauvent. Le site intranet santé-sécurité du Groupe, complètement refondu en 2016 et le site Prévention dédié au plan d'action «zéro accident mortel» permettent à chacun d'accéder à une bibliothèque de documents

La mise en œuvre de la nouvelle organisation du Groupe a conduit à produire régulièrement, une *Prevention Week* reprenant l'essentiel des échanges avec les 24 BUs ; adressé à toute la communauté santé-sécurité, ce document met en relief, l'ensemble des accidents, les situations dangereuses et notamment les événements de forte gravité potentielle remontés par les BUs.

Pour finir, le Groupe favorise également le travail en réseau pour l'échange de solutions concrètes, au travers de clubs d'expertises ou de communautés de pratiques, de *Prevention Flashs*, et de *sharing corners* lors de la convention annuelle de la filière santé-sécurité.

3.2.6.3 Dialogue avec les partenaires sociaux

Le dialogue avec les représentants des salariés et les organisations syndicales, dans le cadre notamment des accords Groupe santé-sécurité s'est poursuivi en 2016 tant au niveau du Groupe, avec les instances mondiales et avec les instances européennes, qu'au niveau local et des métiers. Des comités dédiés au suivi des différents accords collectifs conclus au niveau du Groupe se sont réunis en 2016 pour suivre la mise en place des engagements.

En 2016, un séminaire a réuni plus d'une centaine de collaborateurs membres des filières RH et santé-sécurité et représentants du personnel pour partager les pratiques de diagnostic et solutions d'amélioration de la qualité de vie au travail et dégager ensemble les axes de travail et de mise en œuvre de l'accord européen signé en novembre 2014.

3.2.7 Données sociales

La réorganisation du Groupe ENGIE, au 1er janvier 2016, a vu la suppression des cinq branches, existantes jusqu'en 2015.

Pour des raisons opérationnelles, la nouvelle organisation est basée sur les 24 business units, le NewCorp et GBS.

Afin d'avoir une vue plus synthétique, les chiffres (financiers ou sociaux) du Groupe ENGIE sont présentés désormais en 10 secteurs reportables (voir Section 6.2 «Comptes consolidés - Note 6 information sectorielle»)

Les chiffres des données sociales des exercices 2014 et 2015, présentés dans le Document de Référence 2016, sont présentés selon la nouvelle organisation de 2016.

			Groupe *			Amérique du Nord			Amérique Latine		
	Loi Grenelle 2	GRI	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
EMPLOI											
Effectif total ■■	**1.A**	**LA1**	**153 090**	**154 935**	**152 882**	**3 635**	**3 402**	**3 371**	**6 413**	**6 570**	**5 168**
Répartition par zone géographique ■■	**1.A**	**LA1**									
France	1.A	LA1	72 651	73 951	74 156						
Belgique	1.A	LA1	16 697	16 950	17 193						
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	43 946	44 517	45 291	61		1			
Total Europe	1.A	LA1	133 294	135 418	136 640	61	0	1	0	0	0
Amérique du Nord	1.A	LA1	4 350	4 150	4 073	3 574	3 402	3 370	740	723	697
Amérique du Sud	1.A	LA1	6 256	6 590	5 430				5 673	5 847	4 471
Asie - Moyen Orient - Océanie	1.A	LA1	8 813	8 668	6 630						
Afrique	1.A	LA1	377	109	109						
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**1.A**	**LA1**									
Cadres ■■	1.A	LA1	35 587	36 245	34 274	1 050	919	860	973	1 202	1 009
Non-cadres ■■	1.A	LA1	117 503	118 690	118 608	2 585	2 483	2 511	5 440	5 368	4 159
% Cadres	1.A		23,2%	23,4%	22,4%	28,9%	27,0%	25,5%	15,2%	18,3%	19,5%
% Non-cadres	1.A		76,8%	76,6%	77,6%	71,1%	73,0%	74,5%	84,8%	81,7%	80,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par type de contrat	**1.A**	**LA1**									
CDI ■■	1.A	LA1	93,4%	93,6%	93,7%	90,3%	96,0%	94,9%	94,3%	92,5%	95,5%
Autres ■■	1.A	LA1	6,6%	6,4%	6,3%	9,7%	4,0%	5,1%	5,7%	7,5%	4,5%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI ■■	**1.A**	**LA1**									
Moins de 25 ans	1.A	LA1	3,1%	3,3%	3,6%	4,1%	4,2%	3,3%	6,2%	6,4%	6,6%
25-29 ans	1.A	LA1	9,7%	10,1%	10,4%	11,7%	10,7%	10,8%	14,8%	14,3%	14,0%
30-34 ans	1.A	LA1	13,7%	13,8%	13,9%	14,0%	12,7%	13,5%	17,9%	16,9%	17,1%
35-39 ans	1.A	LA1	14,3%	14,0%	13,5%	14,9%	14,9%	14,4%	18,0%	19,6%	17,2%
40-44 ans	1.A	LA1	13,6%	13,8%	13,9%	13,8%	13,4%	14,4%	13,6%	12,4%	12,5%
45-49 ans	1.A	LA1	14,6%	14,6%	14,6%	12,2%	12,6%	12,4%	10,4%	10,8%	11,7%
50-54 ans	1.A	LA1	14,1%	14,1%	14,1%	11,0%	12,6%	12,3%	9,5%	9,3%	10,0%
55-59 ans	1.A	LA1	11,4%	11,2%	11,1%	10,6%	10,7%	11,0%	5,6%	6,0%	6,2%
60-64 ans	1.A	LA1	4,6%	4,4%	4,1%	5,8%	6,0%	5,9%	3,0%	3,2%	3,5%
65 ans et +	1.A	LA1	0,9%	0,8%	0,7%	2,0%	2,4%	2,1%	1,0%	1,2%	1,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**1.F**	**LA13**	**33 529**	**33 529**	**33 044**	**1 192**	**1 153**	**1 191**	**1 032**	**977**	**864**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Diversité et égalité des chances											
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**1.F**	**LA13**	**21,9%**	**21,6%**	**21,6%**	**32,8%**	**33,9%**	**35,3%**	**16,1%**	**14,9%**	**16,7%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**1.F**	**LA13**	**22,8%**	**22,0%**	**21,9%**	**32,6%**	**30,3%**	**29,2%**	**17,6%**	**14,5%**	**19,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**1.F**	**LA1**	**2,8%**	**2,6%**	**2,6%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,0%**	**0,1%**	**0,4%**	**0,7%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

* *Groupe ENGIE reprend les 10 secteurs.*
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

Afrique / Asie			Benelux			France			Europe hors France & Benelux		
2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
6 166	**5 957**	**4 541**	**20 915**	**19 325**	**23 035**	**53 814**	**54 483**	**55 004**	**31 554**	**31 258**	**32 886**
			95	101	116	50 968	51 962	52 199	35		
			13 287	11 162	13 948						
			7 497	8 037	8 965	542	498	657	31 519	31 258	32 886
0	0	0	20 879	19 300	23 029	51 510	52 460	52 856	31 554	31 258	32 886
			36	25	6						
						22	22	125			
6 166	5 957	4 541				1 940	1 925	1 944			
						342	76	79			
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 152	1 163	868	4 585	3 772	4 324	12 039	11 692	11 414	3 206	4 180	4 243
5 014	4 794	3 673	16 330	15 553	18 711	41 775	42 791	43 590	28 348	27 078	28 643
18,7%	19,5%	19,1%	21,9%	19,5%	18,8%	22,4%	21,5%	20,8%	10,2%	13,4%	12,9%
81,3%	80,5%	80,9%	78,1%	80,5%	81,2%	77,6%	78,5%	79,2%	89,8%	86,6%	87,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	
88,3%	89,0%	97,8%	97,0%	96,1%	96,0%	92,3%	92,5%	92,5%	92,8%	92,8%	91,8%
11,7%	11,0%	2,2%	3,0%	3,9%	4,0%	7,7%	7,5%	7,5%	7,2%	7,2%	8,2%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
4,4%	4,0%	3,9%	3,2%	3,3%	3,4%	2,9%	3,3%	3,7%	3,0%	3,2%	3,5%
14,2%	14,2%	14,7%	8,5%	8,5%	9,0%	10,8%	11,3%	11,9%	6,7%	7,1%	7,3%
16,4%	15,5%	15,4%	13,0%	13,0%	13,9%	14,8%	15,1%	15,2%	9,2%	9,4%	10,0%
15,3%	15,4%	15,6%	13,5%	13,2%	12,3%	14,9%	14,5%	13,8%	11,6%	11,9%	12,4%
14,8%	16,6%	17,1%	12,3%	13,1%	13,1%	13,8%	13,9%	14,1%	13,4%	13,6%	13,7%
12,9%	13,4%	13,9%	15,6%	16,1%	15,7%	14,7%	14,5%	14,8%	16,6%	16,5%	16,1%
10,2%	10,1%	9,4%	15,0%	14,2%	14,5%	14,3%	14,1%	13,6%	15,3%	15,1%	14,6%
7,4%	7,6%	7,1%	12,3%	11,9%	11,9%	11,1%	10,7%	10,5%	13,3%	12,8%	12,9%
3,7%	2,7%	2,6%	6,3%	6,5%	5,9%	2,6%	2,5%	2,3%	8,2%	7,7%	7,1%
0,9%	0,4%	0,3%	0,3%	0,3%	0,2%	0,2%	0,2%	0,2%	2,7%	2,6%	2,4%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
921	**828**	**584**	**2 905**	**2 639**	**3 055**	**9 205**	**9 212**	**9 202**	**10 075**	**9 944**	**10 107**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
14,9%	**13,9%**	**12,9%**	**13,9%**	**13,7%**	**13,3%**	**17,1%**	**16,9%**	**16,7%**	**31,9%**	**31,8%**	**30,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
18,7%	**16,6%**	**15,3%**	**12,1%**	**11,2%**	**10,6%**	**21,2%**	**20,7%**	**20,0%**	**23,3%**	**18,1%**	**18,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2,4%	**0,4%**	**0,1%**	**0,4%**	**0,5%**	**0,5%**	**4,6%**	**4,5%**	**4,5%**	**0,9%**	**0,9%**	**1,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

	Loi Grenelle 2	GRI	Groupe * 2016	Groupe * 2015	Groupe * 2014	Amérique du Nord 2016	Amérique du Nord 2015	Amérique du Nord 2014	Amérique Latine 2016	Amérique Latine 2015	Amérique Latine 2014
Proportion de salariés handicapés	1.F		2,1%	2,1%	2,0%	0,0%	0,6%	0,6%	1,2%	1,2%	1,3%
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	1.F		17,6%	18,0%	19,1%	14,1%	16,1%	10,7%	14,9%	20,6%	14,1%
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	1.F		12,6%	12,1%	10,3%	17,1%	17,7%	18,2%	7,2%	5,3%	7,1%
Mouvements de personnel et emploi											
Nombre d'embauches en CDI *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	12 058	10 974	9 347	680	572	242	1 284	705	198
Nombre d'embauches en CDD *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	9 190	7 713	8 090	356	154	177	1 309	297	259
Taux d'embauche *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	14,0%	12,4%	11,9%	28,7%	21,0%	22,1%	40,1%	23,2%	11,1%
% de restitution			100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	83,15%	100,00%
Taux d'embauche CDI *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	56,7%	58,7%	53,6%	65,6%	78,8%	57,8%	49,5%	70,4%	43,3%
% de restitution			100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	83,15%	100,00%
Nombre de licenciements *(à périmètre constant)*	1.A		3 866	3 342	2 770	189	213	134	893	473	71
% de restitution			100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	83,15%	100,00%
Turnover *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	7,8%	7,1%	6,0%	19,3%	17,6%	15,4%	20,4%	18,3%	5,3%
% de restitution			100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	83,15%	100,00%
Turnover volontaire *(à périmètre constant)*	1.A	LA2	4,4%	4,1%	3,3%	13,6%	11,4%	8,4%	6,2%	7,3%	3,4%
% de restitution			100,00%	99,42%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	83,15%	100,00%
Développement professionnel											
Pourcentage d'effectif formé ■■	1.E	LA10	65,6%	64,0%	68,1%	53,4%	68,6%	53,4%	75,3%	75,6%	60,0%
% de restitution			97,88%	97,43%	90,07%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	83,60%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	1.E	LA10	16,8%	16,7%	17,0%	25,7%	14,8%	13,6%	14,5%	14,5%	17,0%
% de restitution			97,88%	97,43%	90,07%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	83,60%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	1.E	LA10									
Cadres	1.E	LA10	22,8%	24,0%	22,7%	22,4%	13,9%	23,4%	15,2%	20,5%	19,0%
Non-cadres	1.E	LA10	77,2%	76,0%	77,3%	77,6%	86,1%	76,6%	84,8%	79,5%	81,0%
% de restitution			97,88%	97,43%	90,07%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	83,60%
Nombre total d'heures de formation	1.E	LA10	3 039 026	2 971 607	2 997 908	9 797	7 457	22 364	179 573	188 842	134 517
% de restitution			97,88%	97,39%	89,98%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	1.E	LA10									
Technique des métiers			44,2%	44,3%	45,8%	12,3%	16,0%	30,7%	41,3%	38,3%	54,0%
Qualité, environnement, sécurité			30,2%	30,3%	28,5%	21,1%	31,9%	38,9%	29,9%	24,1%	21,5%
Langues			3,4%	4,1%	5,1%	2,8%	0,0%	0,1%	8,7%	7,2%	12,5%
Management et développement personnel			13,8%	12,8%	11,3%	3,8%	8,6%	2,5%	9,1%	27,7%	8,1%
Autres			8,5%	8,5%	9,2%	60,1%	43,5%	27,9%	10,9%	2,7%	3,8%
% de restitution			97,88%	97,39%	89,98%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	1.E	LA10	31	31	32	17	16	22	37	38	52,10
% de restitution			97,88%	96,76%	89,98%	28,77%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	83,60%
Nombre d'heures de formation par femme formée	1.F	LA10	28	27	29	13	20	21	39	34	39
% de restitution			97,88%	97,39%	89,98%	28,97%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	83,60%
Dépenses de formation par heure de formation *(€)*	1.E	LA10	33	36	35	31	37	60	22	23	18
% de restitution			97,86%	96,76%	85,87%	27,83%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	82,70%

* *Groupe ENGIE reprend les 10 secteurs.*
■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

Afrique / Asie			Benelux			France			Europe hors France & Benelux		
2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	0,4%	0,2%	**3,8%**	3,6%	3,5%	**0,9%**	0,8%	0,9%
25,3%	17,8%	18,6%	**20,9%**	20,8%	20,8%	**19,6%**	21,3%	23,2%	**13,8%**	13,2%	13,3%
5,7%	8,6%	3,2%	**9,4%**	9,3%	7,0%	**8,0%**	8,0%	7,3%	**21,8%**	20,2%	18,1%
435	827	403	**1 536**	1 183	1 187	**3 167**	2 944	3 449	**3 502**	2 921	2 328
236	306	87	**511**	596	701	**4 480**	4 221	4 766	**1 330**	1 122	1 221
13,3%	19,4%	11,3%	**9,7%**	9,1%	8,1%	**14,2%**	13,2%	15,0%	**15,5%**	12,9%	12,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
64,8%	73,0%	82,2%	**75,0%**	66,5%	62,9%	**41,4%**	41,1%	42,0%	**72,5%**	72,3%	65,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
46	43	37	**449**	441	568	**911**	791	837	**902**	1 042	860
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
9,5%	9,3%	8,3%	**7,2%**	6,5%	6,0%	**5,7%**	5,0%	4,9%	**11,9%**	11,9%	9,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
8,4%	8,4%	7,3%	**3,7%**	2,9%	2,6%	**2,8%**	2,4%	2,4%	**8,4%**	7,8%	5,6%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
77,4%	84,5%	90,8%	**74,7%**	72,3%	74,3%	**71,6%**	66,9%	67,5%	**44,7%**	41,2%	61,0%
99,37%	97,87%	100,00%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,62%	60,76%
14,2%	12,9%	11,8%	**12,5%**	12,5%	14,0%	**14,1%**	14,0%	14,0%	**21,2%**	20,0%	18,8%
99,37%	97,87%	100,00%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,62%	60,76%
18,9%	18,2%	18,3%	21,5%	19,9%	19,0%	21,5%	21,7%	20,3%	13,4%	17,3%	13,2%
81,1%	81,8%	81,7%	78,5%	80,1%	81,0%	78,5%	78,3%	79,7%	86,6%	82,7%	86,8%
99,37%	97,87%	100,00%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,62%	60,76%
215 940	218 560	180 928	**507 468**	398 791	592 465	**1 018 873**	948 319	1 058 966	**389 697**	337 038	333 180
99,37%	97,87%	99,88%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,88%	60,76%
57,9%	51,1%	46,7%	63,2%	65,7%	68,9%	32,6%	33,6%	38,1%	43,7%	39,9%	33,3%
29,4%	31,6%	35,4%	27,5%	19,9%	18,7%	40,3%	42,7%	40,2%	27,3%	30,0%	25,2%
2,9%	4,1%	3,2%	0,7%	1,0%	1,4%	1,7%	2,1%	2,7%	7,2%	9,3%	13,4%
5,5%	7,6%	9,2%	6,4%	6,2%	4,9%	13,0%	11,6%	10,3%	15,5%	13,7%	13,8%
4,3%	5,5%	5,4%	2,3%	7,3%	6,2%	12,4%	10,0%	8,7%	6,3%	7,1%	14,5%
99,37%	97,87%	99,88%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,88%	60,76%
46	45	44	**32**	28	34	**26**	26	29	**28**	26	30
99,37%	97,14%	100,00%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,15%	99,56%	100,00%	98,69%	60,76%
27	28	32	**22**	21	23	**23**	22	24	**29**	26	36
99,37%	97,87%	100,00%	100,00%	99,72%	99,88%	99,88%	99,21%	99,56%	100,00%	99,88%	60,76%
15	39	45	**27**	32	25	**29**	32	30	**33**	22	18
99,37%	97,14%	100,00%	100,00%	99,72%	98,21%	99,88%	99,15%	89,70%	100,00%	98,69%	59,67%

			Groupe *			Amérique du Nord			Amérique Latine		
	Loi Grenelle 2	GRI	2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
Dépenses de formation par personne formée *(€)*	1.E	LA10	1 000	1 093	1 124	542	575	1 331	822	869	922
% de restitution			97,86%	96,76%	85,87%	27,83%	19,97%	56,61%	100,00%	100,00%	82,70%
Conditions de travail											
Jours d'absence par personne	1.B	LA7	12	12	12	7	5	13	9	8	8
% de restitution			99,06%	100,00%	99,94%	62,76%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	1.B	LA7	3,2%	3,0%	2,7%	4,6%	5,0%	5,3%	8,1%	5,4%	4,3%
% de restitution			99,95%	100,00%	99,94%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
Données santé sécurité											
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			4	4	2	0	1		0	0	
% de restitution			100%	100%	100%	100%			100%		
Taux de fréquence			3,55	3,6	4,1	1,70	2,97	3,06	3,54	1,22	3,34
% de restitution			100%			100%			100%		
Taux de gravité (selon référentiel français)			0,18	0,17	0,20	0,09	0,24	0,23	0,05	0,02	0,09
% de restitution			90%			100%			100%		
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			0,13	0,11	0,13	0,04	0,14	0,07	0,05	0,01	0,09
% de restitution			100%			100%			100%		
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			100	122	150	1	7		1	0	
% de restitution			100%			100%			100%		
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	Salaire minimum légal annuel 2016 en €										
Rémunérations	17 599										
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays	18 383		2016	2015	2014	2016	2015	2014	2016	2015	2014
France	9 173		NS						NS		
Belgique	18 446										
Espagne	16 116										
Pays-Bas	23 076										
Royaume-Uni	3 316					1,44					
Luxembourg	5 004										
Roumanie	4 379										
Pologne	4 201										
République tchèque	4 860										
Hongrie	-										
Slovaquie	8 205										
Portugal	17 280										
Grèce	6 165										
Allemagne	-										
Turquie											
États-Unis							4,55	4,68			
% de restitution						1,86%	68,78%	74,73%			

* *Groupe ENGIE reprend les 10 secteurs.*

■■ *Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

Afrique / Asie			Benelux			France			Europe hors France & Benelux		
2016	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**
670	**1 766**	**1 969**	**865**	**907**	**865**	**758**	**823**	**866**	**917**	**582**	**540**
99,37%	97,14%	100,00%	100,00%	99,72%	98,21%	99,88%	99,15%	89,70%	100,00%	98,69%	59,67%
8	**8**	**6**	**15**	**16**	**16**	**14**	**13**	**12**	**9**	**9**	**9**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,83%	100,00%	100,00%	100,00%
10,0%	**10,5%**	**10,0%**	**2,6%**	**2,6%**	**2,4%**	**1,5%**	**1,5%**	**1,5%**	**4,9%**	**4,5%**	**4,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,83%	100,00%	100,00%	100,00%
0	**0**			**0**	**1**	**3**	**1**	**1**	**1**	**1**	**0**
100%			100%			99,5%			100%		
1,61	**0,78**	**0,81**	**3,15**	**3,51**	**3,40**	**5,79**	**5,75**	**6,04**	**3,17**	**3,09**	**4,01**
100%			100%			99,5%			100%		
0,06	**0,01**	**0,02**	**0,20**	**0,16**	**0,19**	**0,36**	**0,32**	**0,36**	**0,09**	**0,08**	**0,13**
100%			100%			99,5%			52%		
0,03	**0,01**	**0,02**	**0,16**	**0,16**	**0,15**	**0,24**	**0,21**	**0,21**	**0,08**	**0,07**	**0,11**
100%			100%			99,5%			100%		
1	**0**		**3**	**1**		**92**	**110**		**0**	**0**	
100%			100%			99,5%					

2016	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**	**2016**	**2015**	**2014**
			1,71	1,74	1,85	1,48	1,47	1,48	0,85		
			1,86	2,03	2,05						
									2,93	3,24	3,00
			1,94	1,85	1,87						
			2,42	2,23	2,30				1,53	1,34	1,14
			1,74	1,77	1,72						
								3,61	3,24	3,69	4,26
									2,24	2,36	2,90
									3,49	3,38	3,51
									2,97	3,13	2,64
									2,20	2,19	2,28
									2,67	2,67	2,89
									2,24	2,09	1,98
									2,52		
3,57	4,20	4,83									
7,64%	8,95%	12,02%	98,05%	97,15%	95,54%	92,02%	92,14%	92,28%	83,55%	60,17%	75,27%

			Infrastructures Europe		
	Loi Grenelle 2	GRI	2016	2015	2014
Emploi					
Effectif total ■■	**1.A**	**LA1**	**16 942**	**17 062**	**16 860**
répartition par zone géographique ■■	**1.A**	**LA1**			
France	1.A	LA1	16 714	16 837	16 641
Belgique	1.A	LA1			
Autres pays d'Europe	1.A	LA1	228	225	219
Total Europe	1.A	LA1	16 942	17 062	16 860
Amérique du Nord	1.A	LA1			
Amérique du Sud	1.A	LA1			
Asie - Moyen Orient - Océanie	1.A	LA1			
Afrique	1.A	LA1			
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Répartition par CSP	**1.A**	**LA1**			
Cadres ■■	1.A	LA1	4 103	3 958	3 728
Non-cadres ■■	1.A	LA1	12 839	13 104	13 132
% Cadres	1.A		24,2%	23,2%	22,1%
% Non-cadres	1.A		75,8%	76,8%	77,9%
% de restitution			100,00%	100,00%	
Répartition par type de contrat	**1.A**	**LA1**			
CDI ■■	1.A	LA1	94,1%	94,4%	94,9%
Autres ■■	1.A	LA1	5,9%	5,6%	5,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Pyramide des âges sur l'effectif CDI ■■	**1.A**	**LA1**			
Moins de 25 ans	1.A	LA1	4,14%	4,4%	4,7%
25-29 ans	1.A	LA1	11,69%	12,0%	11,9%
30-34 ans	1.A	LA1	14,75%	13,6%	13,0%
35-39 ans	1.A	LA1	14,39%	13,5%	12,9%
40-44 ans	1.A	LA1	14,56%	14,4%	13,7%
45-49 ans	1.A	LA1	13,08%	12,8%	12,8%
50-54 ans	1.A	LA1	14,66%	16,3%	18,5%
55-59 ans	1.A	LA1	10,95%	11,5%	11,1%
60-64 ans	1.A	LA1	1,73%	1,7%	1,4%
65 ans et +	1.A	LA1	0,04%	0,0%	0,0%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Effectif féminin ■■	**1.F**	**LA13**	**4 236**	**4 169**	**3 975**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Diversité et égalité des chances					
Proportion de femmes dans l'effectif ■■	**1.F**	**LA13**	**25,0%**	**24,4%**	**23,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Proportion de femmes dans l'encadrement ■■	**1.F**	**LA13**	**30,4%**	**30,3%**	**29,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Proportion d'alternants dans l'effectif	**1.F**	**LA1**	**5,8%**	**5,5%**	**5,0%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%

■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

EMT & LNG			E&P			Autre		
2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
1 456	**1 449**	**1 290**	**1 702**	**1 860**	**1 837**	**10 493**	**13 569**	**8 890**
801	727	684	278	331	332	3 760	3 993	4 184
439	465	473				2 971	5 323	2 772
216	257	133	1 379	1 485	1 466	2 504	2 757	964
1 456	**1 449**	**1 290**	**1 657**	**1 816**	**1 798**	**9 235**	**12 073**	**7 920**
						561	721	834
			10	11	9	697	775	136
			35	33	30			
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
1 257	1 231	1 087	608	657	644	6 614	7 471	6 097
199	218	203	1 094	1 203	1 193	3 879	6 098	2 793
86,3%	85,0%	84,3%	35,7%	35,3%	35,1%	63,0%	55,1%	68,6%
13,7%	15,0%	15,7%	64,3%	64,7%	64,9%	37,0%	44,9%	31,4%
100,00%	100,00%		100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
98,3%	98,1%	99,1%	97,2%	96,2%	95,3%	94,9%	95,9%	95,9%
1,7%	1,9%	0,9%	2,8%	3,8%	4,7%	5,1%	4,1%	4,1%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,5%	0,4%	0,4%	0,4%	0,8%	0,8%	0,9%	1,4%	1,5%
8,4%	11,9%	12,0%	5,4%	6,2%	5,3%	7,6%	8,3%	9,5%
26,2%	27,7%	28,1%	10,6%	12,6%	12,8%	15,9%	16,8%	17,2%
27,3%	26,0%	24,2%	15,1%	14,4%	14,8%	15,4%	13,8%	14,5%
16,1%	16,2%	17,2%	14,4%	15,4%	15,2%	13,8%	12,8%	14,4%
9,9%	8,2%	7,9%	14,9%	13,5%	13,1%	14,1%	13,8%	13,5%
7,4%	5,8%	6,1%	13,9%	12,9%	13,2%	13,8%	14,3%	13,2%
3,4%	3,2%	3,5%	15,0%	14,9%	15,8%	12,3%	12,9%	10,8%
0,8%	63,0%	0,6%	9,9%	8,6%	8,7%	5,4%	5,2%	4,5%
0,0%	0,0%	0,0%	0,6%	0,6%	0,3%	0,9%	0,7%	0,8%
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
514	**512**	**449**	**394**	**457**	**461**	**3 055**	**3 638**	**3 156**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
35,3%	**35,3%**	**34,8%**	**23,2%**	**24,6%**	**25,1%**	**29,1%**	**26,8%**	**35,5%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
30,8%	**31,0%**	**30,6%**	**22,5%**	**23,7%**	**23,9%**	**26,5%**	**26,0%**	**29,6%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
0,5%	**0,8%**	**0,8%**	**1,4%**	**1,3%**	**1,5%**	**2,0%**	**1,6%**	**2,4%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%

			Infrastructures Europe		
	Loi Grenelle 2	GRI	2016	2015	2014
Proportion de salariés handicapés	**1.F**		**3,5%**	**3,3%**	**3,3%**
% de salariés de moins de 25 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**29,8%**	**23,2%**	**29,9%**
% de salariés de plus de 50 ans dans les embauches CDI	**1.F**		**2,9%**	**7,6%**	**4,5%**
Mouvements de personnel et emploi					
Nombre d'embauches en CDI *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**799**	**920**	**713**
Nombre d'embauches en CDD *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**600**	**635**	**573**
Taux d'embauche *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**8,2%**	**9,3%**	**7,6%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Taux d'embauche CDI *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**57,1%**	**59,2%**	**55,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Nombre de licenciements *(à périmètre constant)*	**1.A**		**19**	**4**	**4**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Turnover *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**0,7%**	**2,0%**	**1,9%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Turnover volontaire *(à périmètre constant)*	**1.A**	**LA2**	**0,6%**	**1,9%**	**1,8%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Développement professionnel					
Pourcentage d'effectif formé ■■	**1.E**	**LA10**	**72,9%**	**70,5%**	**69,7%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de femmes dans l'effectif formé	**1.E**	**LA10**	**21,2%**	**19,9%**	**19,8%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'effectif formé :	**1.E**	**LA10**			
Cadres	1.E	LA10	21,8%	19,8%	19,9%
Non-cadres	1.E	LA10	78,2%	80,2%	80,1%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Nombre total d'heures de formation	**1.E**	**LA10**	**496 411**	**445 408**	**454 504**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Répartition des heures de formation par thème	**1.E**	**LA10**			
Technique des métiers			46,5%	46,4%	47,1%
Qualité, environnement, sécurité			16,2%	22,8%	20,0%
Langues			1,6%	1,7%	2,7%
Management et développement personnel			27,6%	18,7%	20,8%
Autres			8,2%	10,4%	9,4%
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par personne formée	**1.E**	**LA10**	**40**	**38**	**39**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Nombre d'heures de formation par femme formée	**1.F**	**LA10**	**42**	**36**	**38**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Dépenses de formation par heure de formation *(€)*	**1.E**	**LA10**	**57**	**65**	**60**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%

■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

EMT & LNG			E&P			Autre		
2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
0,5%	**0,4%**	**0,3%**	**1,8%**	**1,8%**	**1,8%**	**1,2%**	**1,1%**	**1,2%**
9,9%	**1,3%**	**6,3%**	**0,0%**	**5,1%**	**5,4%**	**10,9%**	**15,9%**	**12,1%**
7,0%	**2,5%**	**1,6%**	**14,3%**	**11,0%**	**10,7%**	**16,7%**	**13,3%**	**13,2%**
71	**79**	**64**	**14**	**137**	**149**	**570**	**686**	**614**
22	**19**	**12**	**17**	**27**	**43**	**329**	**336**	**251**
6,3%	**6,8%**	**6,1%**	**1,8%**	**8,8%**	**10,7%**	**8,4%**	**8,3%**	**10,3%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
76,3%	**80,6%**	**84,2%**	**45,2%**	**83,5%**	**77,6%**	**63,4%**	**67,1%**	**71,0%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
6	**3**	**8**	**12**	**4**	**10**	**439**	**328**	**241**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
3,7%	**3,9%**	**3,3%**	**4,3%**	**2,5%**	**3,1%**	**8,1%**	**5,4%**	**6,3%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
2,7%	**2,9%**	**2,7%**	**1,1%**	**1,7%**	**2,5%**	**3,4%**	**2,3%**	**3,1%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%
53,0%	**57,9%**	**73,2%**	**57,9%**	**70,5%**	**70,9%**	**58,4%**	**70,0%**	**60,4%**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	96,58%	94,50%
38,9%	**39,0%**	**43,0%**	**16,8%**	**23,3%**	**24,7%**	**26,9%**	**25,1%**	**37,5%**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	96,58%	94,50%
84,3%	81,5%	85,3%	24,0%	34,5%	36,8%	59,5%	52,5%	71,2%
15,7%	18,5%	14,7%	76,0%	65,5%	63,2%	40,5%	47,5%	28,8%
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	96,58%	94,50%
18 252	**20 629**	**19 789**	**33 129**	**51 863**	**62 942**	**169 886**	**354 701**	**138 254**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	95,58%	92,99%
35,5%	30,0%	25,6%	23,3%	41,6%	36,5%	43,4%	50,9%	32,3%
6,5%	3,5%	5,1%	59,0%	25,2%	33,1%	23,4%	23,4%	15,3%
19,8%	23,4%	35,5%	5,6%	10,1%	9,0%	10,5%	7,4%	16,2%
32,8%	35,6%	25,9%	3,0%	11,1%	13,3%	12,6%	9,7%	14,2%
5,4%	7,5%	7,8%	9,1%	12,1%	8,0%	10,1%	8,6%	22,0%
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	95,58%	92,99%
23	**25**	**22**	**32**	**40**	**49**	**28**	**38**	**28**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	80,72%	100,00%	95,16%	94,25%	92,99%
26	**26**	**22**	**28**	**38**	**42**	**24**	**27**	**25**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	95,16%	95,58%	92,99%
51	**85**	**55**	**34**	**53**	**58**	**30**	**26**	**49**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	80,72%	100,00%	95,16%	94,25%	92,99%

			Infrastructures Europe		
	Loi Grenelle 2	GRI	2016	2015	2014
Dépenses de formation par personne formée *(€)*	**1.E**	**LA10**	**2 287**	**2 433**	**2 319**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Conditions de travail					
Jours d'absence par personne	**1.B**	**LA7**	**16**	**16**	**17**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Heures supplémentaires	**1.B**	**LA7**	**2,4%**	**2,5%**	**2,4%**
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%
Données santé sécurité					
Nombre d'accidents mortels (collaborateurs)			**0**	**1**	**0**
% de restitution			100%		
Taux de fréquence			**1,79**	**2,46**	**3,05**
% de restitution			100%		
Taux de gravité (selon référentiel français)			**0,07**	**0,10**	**0,07**
% de restitution			100%		
Taux de gravité (selon référentiel OIT)			**0,09**	**0,05**	**0,11**
% de restitution			100%		
Nombre de nouveaux cas de maladie professionnelle			**1**	**3**	
% de restitution			100%		
	Salaire minimum légal annuel 2016 en €				
Rémunérations		**17 599**			
Salaire moyen OET par rapport au minimum légal du pays		**18 383**	**2016**	**2015**	**2014**
France		9 173	1,63	1,60	1,62
Belgique		18 446			
Espagne		16 116			
Pays-Bas		23 076			
Royaume-Uni		3 316	2,93	3,17	2,36
Luxembourg		5 004			
Roumanie		4 379			
Pologne		4 201			
République tchèque		4 860			
Hongrie		-			
Slovaquie		8 205			
Portugal		17 280			
Grèce		6 165			
Allemagne		-			
Turquie					
États-Unis					
% de restitution			100,00%	100,00%	100,00%

■■ *assurance raisonnable pour l'exercice 2016.*

EMT & LNG			E&P			Autre		
2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
1 187	**2 129**	**1 186**	**1 083**	**2 100**	**2 845**	**852**	**997**	**1 358**
100,00%	98,09%	100,00%	100,00%	80,72%	100,00%	95,16%	94,25%	92,99%
10	**11**	**10**	**12**	**12**	**12**	**11**	**12**	**10**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,32%	99,00%	100,00%
0,4%	**0,6%**	**0,2%**	**1,6%**	**1,8%**	**1,9%**	**0,6%**	**1,2%**	**0,7%**
100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	99,32%	100,00%	100,00%
0	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**
100%			100%			100%		
0,00	**0,89**	**0,52**	**0,35**	**0,67**	**0,43**	**1,15**	**1,05**	**1,32**
100%			100%			100%		
0,00	**0,01**	**0,00**	**0,00**	**0,07**	**0,01**	**0,02**	**0,02**	**0,02**
100%			100%			100%		
0,00	**0,01**	**0,00**	**0,00**	**0,05**	**0,04**	**0,02**	**0,02**	**0,04**
100%			100%			100%		
0	**0**			**0**		**1**	**1**	
						100%		

2016	2015	2014	**2016**	2015	2014	**2016**	2015	2014
0,85	1,49	0,76				1,25	1,40	1,43
						3,68	3,92	3,17
						4,92	4,68	4,56
			4,42	4,60	4,61	1,74	2,58	
							1,55	3,73
						4,07	2,02	1,59
						1,91	2,15	2,71
						3,39		
			3,37			0,24		
100,00%	100,00%	100,00%	81,43%	80,34%	47,11%	84,08%	28,85%	69,37%

3

3.2.7.1 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.

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 Loi Grenelle 2

Les informations sociales en application de l'article R. 225-105 du Code de commerce se trouvent dans les sections 3.1 et 3.2, une table de correspondance avec les sections du présent Document de Référence est en annexe B. Le tableau des indicateurs fait également référence aux informations demandées dans le décret d'application.

6 Précisions sur certains indicateurs

a) Emploi

Les données Groupe regroupent les données des 25 BUs de la nouvelle organisation, regroupées en 10 secteurs opérationnels.

- Les employés administratifs sont comptabilisés parmi les techniciens supérieurs agents de maîtrise (TSM).
- À noter que la Belgique ne déclare pas d'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 «cadres» reste parfois difficile à appréhender hors France, ce qui peut conduire à une légère sous-estimation, quelques entités pouvant ne retenir que les cadres dirigeants.

b) Mouvements de personnel

- Les indicateurs de cette section sont calculés sur la base d'un périmètre constant c'est-à-dire les entités de *reporting* incluses dans le périmètre de consolidation en intégration globale au 31/12/N-1 et 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 réglementaires locales.

d) Développement professionnel

- Les indicateurs formation ne prennent pas en compte le *e-learning*.
- Lorsque les données ne sont pas exhaustives dans les délais, 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 8 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 sur les rémunérations retenu 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. Globalement il est proche de 80%. À noter que le ratio n'est pas calculé pour la Belgique qui n'a pas déclaré d'OET. Les données relatives au salaire minimum légal 2016 sont issues d'Eurostat.

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

3.2.7.2 Note de méthodologie des indicateurs santé-sécurité

Périmètre

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.

En effet, le périmètre santé sécurité a été élargi au 01/01/2016 à l'ensemble des activités dont le Groupe a le management opérationnel.

Méthodes de contrôle et de consolidation des indicateurs

Après avoir été collectées, les données santé-sécurité quantitatives de ce rapport ont fait l'objet de contrôles et ont été consolidées selon des procédures et des critères clairement définis.

La consolidation des données relatives à la BU GRDF, qui travaille pour certaines activités en service commun avec Enedis, ne prend en compte que la part «gaz» des heures travaillées.

3.3 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 un processus de management environnemental de ses activités.

Les enjeux et les ambitions d'ENGIE dans ce domaine sont repris dans la politique environnementale du Groupe (page 17 de la politique de la responsabilité environnementale et sociétale consultable à sur le site internet d'ENGIE) et se retrouvent dans les indicateurs de performance déployés sur l'ensemble des activités. 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 Environnementale et Sociétale et 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.

3.3.1 Le cadre législatif et réglementaire

Le Groupe suit activement les évolutions réglementaires (présentées dans le chapitre 2 «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*). De plus, Gérard Mestrallet a co-présidé une mission sur le prix du carbone, sur mandat du gouvernement français, qui a élaboré plusieurs recommandations aux niveaux de la France, de l'Europe et du monde.

3.3.2 Le management environnemental (1)

À la clôture de l'exercice 2016, les entités ayant mis en œuvre un Système de Management Environnementaux (SME) représentaient 81% du chiffre d'affaires pertinent(2). C'est 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	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Par une certification EMAS ■■	99,55%	5,3%	9,3%
Par une certification ISO 14001 (non EMAS) ■■	99,72%	57,7%	57,2%
Par d'autres certifications SME externes	97,86%	3,1%	3,1%
TOTAL CERTIFICATIONS EXTERNES		**66%**	**69,5%**
Par une certification interne (mais pas par un SME certifié)	98,12%	15%	14,7%
TOTAL SME INTERNES OU EXTERNES		**81%**	**84,2%**

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2016.*

Là où la mise en place d'un système de management certifié ou enregistré n'est pas économiquement justifiée, les entités sont incitées à définir un système interne de gestion garantissant la prise en compte de l'environnement dans la conduite de leurs activités. Ainsi, certaines entités du Groupe ont défini leur propre standard de système de management. Lors de la mise en place de SME internes et externes, des sessions de sensibilisation et de formation en lien avec les problématiques environnementales rencontrées sur site sont dispensées au personnel pour permettre l'appropriation du SME.

3.3.3 Les systèmes de mesure et de contrôle de la performance, 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 a développé un système de *reporting* spécifique, allant au-delà des exigences de la loi française, sur la base de travaux conduits au sein d'instances de dialogue internationales comme le *Global Reporting Initiative* (GRI) ou le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD).

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 sur le reporting environnemental 2016

Le *reporting* environnemental d'ENGIE est mis en œuvre grâce à un outil dédié permettant une remontée structurée des données. Cet outil appelé CERIS 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*).

CERIS 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.

(1) Voir Section 3.5 «Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées» et Section 3.6 «Rapport d'assurance raisonnable des Commissaires aux comptes sur une sélection d'informations sociales et environnementales»

(2) 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.).

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 Responsabilité Environnementale et Sociétale).

Sur les données publiées dans le présent rapport il convient de préciser les éléments suivants :

1. 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 CERIS ;
2. pour l'exercice 2016, la campagne a été clôturée avec un mois d'avance pour tenir compte du possible impact de la réorganisation en BU intervenue le 01/01/2016. Cela a permis d'assurer la livraison et la validation de l'ensemble des données attendues dans les délais impartis. Cela a également eu l'effet d'accroître la part des estimations pouvant aller jusqu'à trois mois pour certaines données. Néanmoins, les entités ayant un impact notable sur le reporting ont pu livrer des données sur 12 mois ou sur 11 mois réels ;
3. ENGIE est signataire, depuis 2007, du CEO Water Mandate (Mandat des PDG concernant l'eau) marquant ainsi sa volonté de préserver les ressources en eau. Afin d'améliorer la gestion de l'eau du Groupe, les indicateurs relatifs à l'eau ont été modifiés et rendus conformes aux indicateurs GRI (*Global Reporting Initiative*) en 2011. ENGIE est ainsi capable de répondre de façon plus exhaustive aux questionnaires externes : ROBECOSAM, *CDP water disclosure* (communication d'informations CDP sur l'eau), CEO Water Mandate, etc. Ces indicateurs 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 ;
4. 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 établis 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. C'est notamment le cas des centrales d'Hazelwood et de Loy Yang B en Australie. 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 ;
5. 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 équivalent sont les tout derniers PRG publiés par le GIEC (*5th Assessment Report* – 2014), considérés sur une échelle de 100 ans ;
6. les indicateurs Biodiversité permettant de suivre l'évolution de l'objectif Groupe (cf. Section 3.3.4.8) sont basés sur les notions de «site prioritaire» et de «plan d'action ciblé». Un site prioritaire est un site qui présente un risque potentiel pour la biodiversité en raison de la nature de ses activités, qui est situé dans ou à proximité d'une zone protégée et qui ne rencontre aucune barrière artificielle (par exemple une autoroute, une zone industrielle, une ville ...) entre son emplacement et la zone protégée. Sous réserve d'une justification appropriée, un site ne répondant pas à ces critères objectifs a la possibilité de se déclarer comme étant prioritaire. Depuis 2015, les éventuelles études réalisées par des bureaux d'étude et démontrant l'absence d'impact sur la biodiversité ont été prises en compte. Par voie de conséquence, certains sites prioritaires ont été requalifiés en sites non-prioritaires sur la base de telles études. En outre, les sites non productifs et les activités temporaires, telles que les activités de chantier, sont exclus du périmètre de reporting. Le plan d'action ciblé comprend l'ensemble des actions volontaires et réglementaires mises en œuvre pour restaurer, préserver ou promouvoir localement la biodiversité ;

7. les émissions spécifiques de GES de la production d'énergie en kg eq 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 ;
8. les données liées à l'activité des méthaniers, y compris les impacts et les consommations, ont été assimilées à celles d'un site en exploitation et sont donc rapportées comme telles. Les navires pris en compte sont ceux pour lesquels le groupe ENGIE détient une part majoritaire ou ceux exploités par une filiale détenue majoritairement par ENGIE ainsi que les navires affrétés sur le long terme (> 1 an). Cela donne une liste de 13 navires : Grace Cosmos, BW GDF SUEZ Everett, BW GDF SUEZ Boston, Matthew, Provalys, GDF SUEZ Global Energy, Gaselys, BW GDF SUEZ Paris, BW GDF SUEZ Brussels, GDF SUEZ Neptune (SRV), GDF SUEZ Point Fortin, Grace Acacia, Grace Barleria. L'éventuelle certification ISO 14001 des navires est également prise en compte ;
9. 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 ;
10. 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.

3.3.4 Les actions du Groupe

3.3.4.1 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 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 s'est fixé un objectif de réduction du taux d'émissions spécifiques de CO_2éq de 20% entre 2012 et 2020. Le taux d'émission à fin 2016 s'établit à 393 g CO_2éq/kWh, en forte diminution par rapport à 2015. ENGIE s'est engagé à ne plus lancer de nouveau développement dans le charbon. Le Groupe poursuit son engagement pour le développement de réglementations donnant un prix du carbone et pour le développement des énergies renouvelables et des solutions d'efficacité énergétique. ENGIE participe activement aux travaux de la société civile sur le changement climatique, apportant son expérience opérationnelle, y compris auprès des clients du Groupe à travers un ensemble d'offres commerciales, que ce soit en matière d'intervention sur le marché carbone, de solutions techniques, d'appui ou de réalisation de stratégie et de plan d'actions de réduction des émissions de GES. De plus le Groupe répond chaque année au questionnaire du CDP (ex-*Carbone Disclosure Project*).

Dans le cadre de cette stratégie de transition bas carbone, ENGIE a annoncé en 2016 avoir engagé la vente et la fermeture définitive d'actifs charbon : vente de 0,7 GW aux États-Unis et de 0,3 GW en Inde, fermeture de 1 GW en Grande-Bretagne, de 0,7 GW aux Pays-Bas, de 1,4 GW en Pologne et de 1,5 GW en Australie (centrale d'Hazelwood). Des installations de production d'énergie au gaz naturel représentant 8 GW de capacité ont également été cédées aux États-Unis. Au 31 décembre 2016, 50% du programme de désinvestissement dans les énergies fossiles a déjà été réalisé.

Suite à ces opérations, la part du charbon dans le Mix de production d'électricité d'Engie sera divisée par 2, tombant de 18% à 7% et les émissions absolues de CO_2éq du Groupe auront été réduites de 46 millions de tonnes.

En 2016, les émissions de gaz à effet de serre dites «GES» (Scope 1 hors émissions tertiaires) du Groupe ont baissé de plus de 9,5% pour s'établir à 120 millions de tonnes éq. CO_2 [(1)].

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions totales directes de GES – Scope 1 ■■	98,26%	120 150 104 t CO_2 éq.	132 757 296 t CO_2 éq.
Émissions de GES par unité d'activité – production d'énergie		393 kg CO_2 eq./MWhéq	445,5 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – exploration, production de gaz		4,2 kg CO_2 eq./MWhéq	4,5 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – stockage de gaz		0,9 kg CO_2 eq./MWhéq	0,9 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz (hors méthaniers)		1,7 kg CO_2 eq./MWhéq	1,3 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – terminaux méthaniers		2,6 kg CO_2 eq./MWhéq	2,0 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – distribution de gaz		2,0 kg CO_2 eq./MWhéq	2,2 kg CO_2 eq./MWhéq
Émissions de GES par unité d'activité – transport de gaz par bateau		14,1 kg CO_2 eq./MWhéq	12,2 kg CO_2 eq./MWhéq

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2016.*

(1) À noter que le périmètre retenu pour le reporting environnemental est spécifique (il porte sur les installations dont ENGIE assure le contrôle technique opérationnel) et diffère par conséquent de celui adopté par exemple pour les évaluations de parc de production électrique.

L'adaptation au changement climatique est clé pour anticiper les impacts négatifs du changement climatique et 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.). Les risques engendrés par le changement climatique sont multiples : risques physiques, risques de disruption des chaînes de valeurs, risques de réputation, risques réglementaires, etc. Afin de se prémunir contre cet ensemble de 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 tempête au Mexique etc. Le Groupe a également mis en place une méthodologie pour aider ses différents sites à élaborer des plans d'action adaptation. En 2016, deux ateliers ont ainsi été organisés (Elengy, centrales hydroélectriques). 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 peut avoir de multiples effets bénéfiques pour ENGIE : l'anticipation des risques permet de mieux gérer les actifs, de diminuer les coûts et d'étendre son marché à des nouveaux produits et services.

Émissions indirectes

L'alinéa IV de l'article 173 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifie l'article L. 225-102-1 du Code de commerce à son cinquième alinéa comme suit : «Il comprend également des informations sur la manière dont la société prend en compte les conséquences sociales et environnementales de son activité, incluant les conséquences sur le changement climatique de son activité et de l'usage des biens et services qu'elle produit, ainsi que sur ses engagements sociétaux en faveur du développement durable, de l'économie circulaire, de la lutte contre le gaspillage alimentaire et en faveur de la lutte contre les discriminations et de la promotion des diversités. Un décret en Conseil d'État établit deux listes précisant les informations visées au présent alinéa ainsi que les modalités de leur présentation, de façon à permettre une comparaison des données, selon que la société est ou non admise aux négociations sur un marché réglementé».

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. A des fins de cohérence, les émissions dites de "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 2016
Émissions indirectes associées à l'énergie (dites de «Scope 2»)	
Émissions indirectes liées à la consommation d'électricité (1)	2 776 748 t CO_2 éq.
Emissions indirectes liées à la consommation de vapeur, chaleur ou froid (1)	1 078 385 t CO_2 éq.
Autres émissions indirectes de GES (dites de «Scope 3»)	
Émissions liées à l'énergie non incluses dans les catégories «émissions directes de GES» et «émissions de GES à énergie indirectes» (chaîne amont des combistibles)	16 507 068 t CO_2 éq.
Investissements (émissions de GES des instalaltions mises en équivalence)	32 046 546 t CO_2 éq.
Utilisation des produits vendus (combustibles vendus à des tiers)	142 530 042 t CO_2 éq.

En complément des postes présentés ci-dessus, ENGIE a également lancé une évaluation des postes repris ci-dessous.

Autres émissions indirectes de GES (dites de «Scope 3»)
Achats de produits et de services
Immobilisation des biens
Aval du transport de la distribution

(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 2016 (cf. 3.3.4.3).

3.3.4.2 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. En complément de cet engagement, ENGIE a mis sur le marché français une offre très innovante d'électricité verte sans coût additionnel pour le consommateur. Ainsi, le Groupe apporte une solution à la difficulté de faire évoluer les comportements induite face au renchérissement fréquent des produits verts.

Les énergies renouvelables représentaient en 2016 près de 16,8 GW équivalents électriques installés, soit 21,5% du total des capacités directement opérées par le Groupe.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Renouvelable – Puissance nette installée (électrique et thermique) ■■	99,98%	16 794 MWéq	16 143 MWéq
Part des ressources renouvelables dans les capacités installées	99,98%	21,5%	20,2%
Renouvelable – Électricité et chaleur produites ■■	99,97%	74 082 GWhéq	70 391 GWhéq
Énergie produite – part du grand hydraulique		78,0%	80,5%
Énergie produite – part du petit hydraulique		1,3%	1,7%
Énergie produite – part de l'éolien		7,6%	5,4%
Énergie produite – part du géothermique		0,1%	0,092%
Énergie produite – part du solaire		0,6%	0,433%
Énergie produite – part de la biomasse et du biogaz		12,4%	12,0%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2016.*
Ces capacités correspondent au périmètre du reporting environnemental précisé en 3.3.3 (hors mises en équivalence et installations non contrôlées).

3.3.4.3 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	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Consommation d'énergie primaire – total (excluant l'autoconsommation) ■■	98,78%	450 350 GWh	479 560 GWh
Part du charbon/lignite		38,4%	42,0%
Part du gaz naturel		50,6%	49,4%
Part du fioul (lourd et léger)		1,1%	1,1%
Part de la biomasse et du biogaz		7,2%	5,1%
Part des autres combustibles		2,5%	2,2%
Part des combustibles pour le transport		0,3%	0,3%
Consommation d'électricité et d'énergie thermique (excluant l'autoconsommation) ■■	99,49%	9 901 GWhéq	11 759 GWhéq
Efficacité énergétique des centrales à combustibles fossiles (inclus Biomasse) ■■	99,90%	41,7%	41,6%

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2016.*

3.3.4.4 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 repris au 6.2 Comptes consolidés – Note 18.2.2.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions gazeuses radioactives			
Gaz rares	100%	58,84 TBq	54,51 TBq
Iodes	100%	0,04 GBq	0,06 GBq
Aérosols	100%	0,40 GBq	0,34 GBq
Déchets nucléaires radioactifs (faible et moyenne activités)	100%	204 m^3	164 m^3
Rejets liquides radioactifs			
Émetteurs Bêta et Gamma	100%	17,66 GBq	12,83 GBq
Tritium	100%	82,88 TBq	19,60 TBq

Les facteurs de risques relatifs à l'énergie nucléaire sont présentés au 2.4.3 Centrales nucléaires en Belgique.

3.3.4.5 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 WBCSD (*World Business Council for Sustainable Development*) ou le *CEO Water Mandate* du Pacte Mondial des Nations Unies. Ces initiatives ont permis d'aboutir à une homogénéisation de définition et de la mise en œuvre du *water stewardship.* Le Groupe a 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 zones de stress hydrique extrême et élevé, l'autre sur la réduction des prélèvements d'eau douce.

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'outil Aqueduct (*World Resource Institute*). En complément dès 2013, le Groupe a calculé l'empreinte eau dans l'analyse des cycles de vie d'1 kWh d'électricité, puis en 2016 celle d'1 kWh de gaz. Une démarche est engagée pour que les sites localisés en zone de stress hydrique extrême définissent des plans d'actions locaux en concertation avec les parties prenantes. L'ensemble des démarches engagées par le Groupe a permis de réduire de 30% 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	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015 (1)
Eau douce			
Prélèvement total	99,64%	5 110 Mm^3	5 572 Mm^3
Rejet total	99,56%	4 971 Mm^3	5 432 Mm^3
Eau non douce			
Prélèvement total	99,62%	8 829 Mm^3	8 231 Mm^3
Rejet total	99,52%	8 812 Mm^3	8 232 Mm^3
Consommation totale	99,58%	156,2 Mm^3	138,8 Mm^3

(1) Les valeurs 2015 consolident les données révisées en 2016 en raison notamment d'une amélioration de la méthode de calcul appliquée dans l'entité CPCU. Cette méthodologie pourra être encore améiliorée dans les années à venir car elle implique une surestimation de la consommation d'eau douce dans cette entité.

3.3.4.6 Les déchets

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux évacués (y compris les boues)	99,63%	4 682 305 t	5 724 707 t
Cendres volantes, refioms	100%	2 715 145 t	3 256 838 t
Cendres cendrées, mâchefers	100%	1 403 843 t	1 691 403 t
Sous-produits de désulfuration	100%	352 129 t	410 887 t
Boues	99,67%	21 321 t	52 762 t
Bois flotté	99,97%	6 321 t	7 115 t
Déchets de forage	100%	617 t	9 328 t
Quantité totale de déchets et sous-produits non dangereux valorisés (y compris les boues)	98,84%	4 088 134 t	5 109 566 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux évacués (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	99,62%	529 180 t	411 150 t
Quantité totale de déchets et sous-produits dangereux valorisés (boues incluses et à l'exclusion des déchets radioactifs) ■■	98,62%	53 263 t	54 664 t

■■ *Vérifiés par les Commissaires aux comptes avec avis d'assurance «raisonnable» pour l'exercice 2016.*

Intégrant ainsi les recommandations d'un audit interne sur la gestion des déchets, ENGIE a traduit, 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 87,3% pour les déchets non dangereux et de 10% pour les déchets dangereux en 2016. 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.

3.3.4.7 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.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	ENGIE 2016	ENGIE 2015
Émissions de NOx	99,47%	136 895 t	143 253 t
Émissions de SO_2	99,49%	192 213 t	237 031 t
Émissions de poussières	98,96%	11 353 t	12 919 t

3.3.4.8 La gestion de la biodiversité

Afin de contribuer à la lutte contre l'érosion mondiale de 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, la réduction des impacts des éoliennes sur la faune, le franchissement des ouvrages hydrauliques par les poissons, la contribution des bandes de servitude du réseau gaz aux continuités écologiques, la gestion différenciée des espaces verts sont des exemples d'objectifs et d'actions réalisés par le Groupe. Pour suivre son engagement, le Groupe s'appuie sur l'expertise et la compétence de ses deux partenaires : le comité français de l'UICN (Union Internationale pour la Conservation de la Nature) et France Nature Environnement.

Dans le cadre de son projet volontaire, reconnu fin 2012 par le gouvernement français au titre de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité, le Groupe s'était engagé à doter d'un plan d'action ciblé [(1)] chacun de ses sites prioritaires en Europe, 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. À fin 2015, 98,3% des sites prioritaires (176 sur 179) avaient élaborés de tels plans d'action, nous rapprochant de façon satisfaisante de l'objectif de 100% qu'ENGIE s'était fixé.

Fort de ces résultats, ENGIE a lancé en 2016 une nouvelle démarche pour distinguer les plans d'actions réglementaires des plans d'actions volontaires initiés sur ses sites prioritaires dans le monde entier et a déposé un nouveau dossier pour prolonger sa contribution à la Stratégie Nationale de la Biodiversité.

3.3.4.9 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 2016	Données 2015
Plan de prévention des risques environnementaux	82,66%	84,5%
	CA pertinent	CA pertinent
Plan de gestion des crises environnementales	85,5%	85,6%
	CA pertinent	CA pertinent

Les plaintes et condamnations liées à un dommage environnemental ou sanitaire se sont respectivement élevées à 24 et 2 mais le montant final à indemniser est négligeable (4 500 euros). Le Groupe suit activement ces données et met en œuvre des actions pour les réduire encore. ENGIE a provisionné 20,6 millions d'euros pour les risques afférents aux litiges liés à l'environnement. En 2016, les dépenses environnementales (investissements et dépenses courantes d'exploitation liés à la préservation de l'environnement) se montent à près de 700 millions d'euros.

Intitulé des indicateurs	Périmètre couvert en 2016 *(% CA pertinent)*	Données 2016	Données 2015
Plaintes liées à l'environnement	98,85%	24	173
Condamnations liées à l'environnement	98,85%	2	4
Montant des indemnisations (en milliers d'euros)	98,73%	4,5	1,5
Dépenses environnementales (en milliers d'euros)	95,13%	699 835	634 722

(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 3.3.3 pour plus de détails.

3.3.4.10 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.

3.3.4.11 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 2,176 milliard d'euros en 2016 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 extra-financiers, ENGIE s'est fixé pour ambition de couvrir 100% des activités industrielles par un mécanisme adapté de dialogue et de concertation en 2020. Cette démarche permet à ENGIE de limiter les risques de conflit d'occupation des sols notamment, mais aussi des autres ressources naturelles.

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. Par exemple :

- le protocole national initié dès 1996 avec l'APCA et la FNSEA (décliné dans le cadre de chaque projet) qui définit les engagements de GRTgaz dans la définition de tracés respectueux des activités agricoles, la remise en l'état initial des terrains après travaux, ainsi que les conditions d'indemnisation des propriétaires et exploitants des parcelles agricoles traversées par les ouvrages ;
- les mesures prises dans le cadre des chantiers pour permettre la reprise rapide de l'activité agricole (tri des terres, suivi par un agro-pédologue délégué par les Chambres d'agriculture, plats-bords pour protéger le sol…) ;
- la convention de partenariat signé en 2016 avec l'APCA et la FNSEA, en complément du protocole national, permettant d'accroitre l'intérêt représenté par la présence de nos ouvrages (biométhane, biodiversité) et d'engager de façon transverse et pérenne des discussions autour d'enjeux partagés tel que l'impact de la compensation écologique sur l'activité agricole.

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'Energie. 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.

3.4 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.

3.4.1 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 territoriales. Ces objectifs impliquent que le dialogue est au cœur de la démarche du Groupe et soulignent l'importance d'une démarche professionnelle réalisée par les équipes d'ENGIE, grâce à leur bonne connaissance des parties prenantes et un dialogue proactif et régulier avec elles.

Au niveau international, en accord avec les autorités locales, le Groupe s'engage de la même manière, dans une démarche professionnelle et participative, à développer des programmes sociétaux en lien avec ses projets industriels et issus des activités de concertation.

ENGIE soutient les 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* l'initiative ENGIE Rassembleurs d'Énergies (anciennement GDF Suez Rassembleurs d'Énergies) dont la finalité est de fédérer et renforcer les actions du Groupe en faveur de l'accès à l'énergie et aux services essentiels dans les pays où il est présent ou projette de l'être. L'initiative ENGIE Rassembleurs d'Énergies repose sur trois leviers d'intervention : le don, l'assistance technique et l'investissement.

Fin 2016, 5 ans après sa création, le fonds ENGIE Rassembleurs d'Énergies a investi auprès de 18 entreprises actives sur 4 continents : Europe, Afrique, Asie et Amérique Latine et dans plus de 15 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 de systèmes solaires individuels ou collectifs et l'accès à des solutions de cuisson propres dans les pays émergents. Les entreprises du portefeuille électrifient à ce jour plus de 1,2 million de bénéficiaires et emploient plus de 1 300 personnes dans le monde.

En avril 2016, ENGIE a augmenté la dotation du fonds de 10 à 50 millions d'euros. ENGIE Rassembleurs d'Energies a ainsi investi en fonds propre 16 millions d'euros dont 8 millions d'euros pour la seule année 2016, notamment deux réinvestissements en Inde et en Afrique de l'Est et deux nouveaux investissements en Mauritanie et en Ouganda.

Pour encourager les échanges de bonnes pratiques internes, le Groupe a mis en place une communauté de pratiques sur l'acceptabilité sociétale qui rassemble les principaux praticiens du Groupe. Elle a pour but de finaliser une boîte à outils contenant l'ensemble des méthodes utilisables tout au long d'un projet, de sa conception à son évaluation, et de la mettre à la disposition de l'ensemble du Groupe.

De plus, à l'initiative d'ENGIE University un groupe de travail transverse aux activités du Groupe a étudié la thématique de renforcement de la *Licence to operate* dans sa dimension d'engagement avec les parties prenantes.

3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats

ENGIE maintient un dialogue continu et proactif avec toutes les parties prenantes autour de ses activités industrielles. Dans sa politique de réduction de ses activités carbonnées, le Groupe a décidé la fermeture de plusieurs centrales charbon, dont certaines ont été effectives en 2016. Ces opérations majeures ont été menées dans le cadre de dialogues avec les acteurs territoriaux locaux et les autorités civiles, conformément à la politique de dialogue avec les parties prenantes du Groupe. 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'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.

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*».

En 2015, le Groupe a démarré un partenariat avec la Fondation ONE (Océan Nature et Environnement) pour l'accompagner dans la réalisation de ses projets d'énergie marine renouvelable. En 2016, ENGIE a renouvelé 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.

3.4.3 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.

En 2016, ENGIE a permis à plus de 924 000 clients de bénéficier du Tarif Spécial de Solidarité (TSS) pour le gaz et à plus de 201 000 clients du Tarif de Première Nécessité (TPN) pour l'électricité. ENGIE a poursuivi en 2016 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 2016, près de 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 la nouvelle convention signée en décembre 2014, ENGIE poursuit son engagement dans le programme et versera 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 2016. 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 120 conseillers solidarité ENGIE sont également dédiés au traitement des demandes des travailleurs sociaux. En 2016, ces conseillers ont traité 144 000 demandes issues des services sociaux.

Le programme ISIGAZ (Information Sécurité Intérieure Gaz), mis en œuvre 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 2016, plus de 17 500 foyers dans une vingtaine de villes françaises. Depuis le lancement d'ISIGAZ en 2006, 311 000 familles d'une centaine de villes ont ainsi été informées.

3.4.4 Achats, sous-traitance et fournisseurs

Les fournisseurs et sous-traitants constituent une partie prenante essentielle dans la chaîne de valeur du Groupe.

La filière Achats du Groupe a défini ses objectifs en se basant sur son ambition à l'horizon 2018 selon les axes suivants :

- être un contributeur de la performance opérationnelle du Groupe ;
- être le garant des engagements du Groupe vis-à-vis de ses fournisseurs ;
- contribuer à la démarche RSE du Groupe ;
- être un tremplin pour le développement de carrières.

La Politique Achats précise les engagements et les exigences du Groupe dans sa relation avec ses fournisseurs, et notamment :

- la recherche d'offres compétitives et de solutions durables et innovantes ;
- l'exigence de l'engagement des fournisseurs en matière de santé et de sécurité ;
- l'engagement des fournisseurs pour des relations éthiques dans les affaires.

La Gouvernance Achats est un document interne qui définit pour l'ensemble du Groupe les principes de gestion des dépenses externes, précise les règles de fonctionnement de la filière 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.

Ces documents structurent le cadre et permettent de soutenir les missions de la fonction Achats :

- assurer des fournitures externes conformes aux exigences de qualité et de performance économique ;
- respecter les engagements et maintenir des relations équilibrées avec les fournisseurs ;
- sélectionner et qualifier les fournisseurs suivant des critères multiples, dont des critères sociaux et environnementaux. Ces principes sont précisés par ailleurs dans les 3 processus opérationnels de la fonction (1. Gérer le panel fournisseur, 2. Gérer les catégories d'achats et 3. Acheter/Approvisionner) ;
- gérer efficacement les échanges d'informations au moyen d'outils et de processus optimisés, en particulier la consolidation des données achats dans l'infocentre Pyramid. Ceci a été renforcé par une gouvernance des Systèmes d'Information achats ;
- professionnaliser et développer les compétences des collaborateurs de la filière Achats. Dans la continuité du dispositif de formation Passeport achats (visant à partager les enjeux du Groupe, sa stratégie, et mieux comprendre la contribution de la filière Achats dans la transformation du Groupe) lancé en 2014, un nouveau cycle de formation sur l'éthique dans la relation fournisseurs a été initié en 2015. Ce cycle a pour objectif de former l'ensemble des acheteurs de la filière achats à fin 2017. Par ailleurs, ce module est proposé à toute personne en dehors de la filière achats en relation avec les fournisseurs et s'appuie sur le document de référence du Groupe appelé Code de Conduite de la relation fournisseurs ;
- mettre en œuvre une gestion du portefeuille achats par catégorie afin de développer la transversalité des stratégies au sein du Groupe. Cette approche est structurée autour de 16 catégories Globales (animées à la maille du groupe, 72 catégories Coordonnées entre quelques BUs, 14 catégories Locales, qui sont animées au sein des BUs ;
- s'assurer que tout accord avec un fournisseur fait l'objet d'un document écrit (comprenant impérativement la clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale) préalablement négocié et signé entre les parties par l'acheteur habilité, selon les pouvoirs en vigueur.

3.5 Rapport de l'un des Commissaires aux comptes désigné organisme tiers indépendant sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées figurant dans le rapport de Gestion inclus dans le Document de Référence

En notre qualité de Commissaire aux comptes d'ENGIE SA désigné organisme tiers indépendant, accrédité par le COFRAC [1] sous le numéro 3-1048 [1], nous vous présentons notre rapport sur les informations sociales, environnementales et sociétales consolidées relatives à l'exercice clos le 31 décembre 2016 (ci-après les « Informations RSE »), présentées dans le rapport de gestion en application des dispositions de l'article L.225-102-1 du code de commerce.

Responsabilité de la société

Il appartient au Conseil d'administration d'établir un rapport de gestion comprenant les Informations RSE prévues à l'article R.225-105-1 du code de commerce, conformément aux référentiels utilisés par la société, (ci-après le « Référentiel ») dont un résumé figure dans le rapport de gestion et disponibles sur demande auprès de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe, de la Direction Santé et Sécurité Groupe et de la Direction des Ressources Humaines Groupe.

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 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, de la doctrine professionnelle et des textes légaux et réglementaires applicables.

Responsabilité du Commissaire aux comptes

Il nous appartient, sur la base de nos travaux :

- d'attester que les Informations RSE requises sont présentes dans le rapport de gestion ou font l'objet, en cas d'omission, d'une explication en application du troisième alinéa de l'article R.225-105 du code de commerce (Attestation de présence des Informations RSE) ;
- d'exprimer une conclusion d'assurance modérée sur le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, dans tous leurs aspects significatifs, de manière sincère conformément au Référentiel (Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE).

Nos travaux ont mobilisé les compétences de onze personnes et se sont déroulés entre les mois d'octobre 2016 et février 2017 pour une durée d'environ vingt semaines. Nous avons fait appel, pour nous assister dans la réalisation de nos travaux, à nos experts en matière de RSE.

Nos travaux décrits ci-après ont été effectués conformément à l'arrêté du 13 mai 2013 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 et, concernant l'avis motivé sur la sincérité, à la norme internationale ISAE 3000 [2].

1. Attestation de présence des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons pris connaissance, sur la base d'entretiens avec les responsables des directions concernées, de l'exposé des orientations en matière de développement durable, en fonction des conséquences sociales et environnementales liées à l'activité de la société et de ses engagements sociétaux et, le cas échéant, des actions ou programmes qui en découlent.

Nous avons comparé les Informations RSE présentées dans le rapport de gestion avec la liste prévue par l'article R.225-105-1 du code de commerce.

En cas d'absence de certaines informations consolidées, nous avons vérifié que des explications étaient fournies conformément aux dispositions de l'article R.225-105 alinéa 3 du code de commerce.

Nous avons vérifié que les Informations RSE couvraient le périmètre consolidé, à savoir la société ainsi que ses filiales au sens de l'article L.233-1 et les sociétés qu'elle contrôle au sens de l'article L.233-3 du code de commerce avec les limites précisées dans la note méthodologique présentée aux paragraphes « 3.2.7.1 Note de méthodologie des indicateurs sociaux » et « 3.3.3 Éléments méthodologiques sur le reporting environnemental 2016 » du rapport de gestion.

Conclusion

Sur la base de ces travaux et compte tenu des limites mentionnées ci-dessus, nous attestons la présence dans le rapport de gestion des Informations RSE requises.

(1) dont la portée est disponible sur le site www.cofrac.fr

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

2. Avis motivé sur la sincérité des Informations RSE

Nature et étendue des travaux

Nous avons mené une cinquantaine d'entretiens avec les personnes responsables de la préparation des Informations RSE auprès des directions en charge des processus de collecte des informations et, le cas échéant, responsables des procédures de contrôle interne et de gestion des risques, afin :

- d'apprécier 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 ;
- de vérifier la mise en place d'un processus de collecte, de compilation, de traitement et de contrôle visant à l'exhaustivité et à la cohérence des Informations RSE et prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration des Informations RSE.

Nous avons déterminé la nature et l'étendue de nos tests et contrôles en fonction de la nature et de l'importance des Informations RSE au regard des caractéristiques de la société, des enjeux sociaux et environnementaux de ses activités, de ses orientations en matière de développement durable et des bonnes pratiques sectorielles.

Pour les informations RSE que nous avons considérées les plus importantes [3] :

- au niveau de l'entité consolidante et des Business Units, nous avons consulté les sources documentaires et mené des entretiens pour corroborer les informations qualitatives (organisation, politiques, actions), nous avons mis en œuvre des procédures analytiques sur les informations quantitatives et vérifié, sur la base de sondages, les calculs ainsi que la consolidation des données et nous avons vérifié leur cohérence et leur concordance avec les autres informations figurant dans le rapport de gestion ;
- au niveau d'un échantillon représentatif d'entités que nous avons sélectionnées[4] en fonction de leur activité, de leur contribution aux indicateurs consolidés, 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 sur la base d'échantillonnages, consistant à vérifier les calculs effectués et à rapprocher les données des pièces justificatives. L'échantillon ainsi sélectionné représente en moyenne 27% des effectifs et entre 19% et 77% des informations quantitatives environnementales.

Pour les autres informations RSE consolidées, nous avons apprécié leur cohérence par rapport à notre connaissance de la société.

Enfin, nous avons apprécié la pertinence des explications relatives, le cas échéant, à l'absence totale ou partielle de certaines informations.

(3) ***Informations quantitatives sociales et santé sécurité*** *: Effectif total, Effectif total - répartition par zone géographique, Effectif total - répartition par CSP, Effectif total - répartition par type de contrat, Pyramide des âges sur l'effectif CDI, Effectif féminin, Proportion de femmes dans l'effectif, Proportion de femmes dans l'encadrement, Proportion d'alternants dans l'effectif, Proportion de salariés handicapés, % de salariés de moins de 25 ans et de plus de 50 ans dans les embauches CDI, 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, Pourcentage de femmes dans l'effectif formé, Pourcentage de cadres et de non-cadres dans l'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 qualitatives sociales et santé sécurité *: Egalité professionnelle et mixité, Dispositif de management de la politique de santé et sécurité.Informations qualitatives sociétales : Dialogue avec les parties prenantes et partenariats, Ethique et compliance, Clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale dans les accords fournisseurs.*
Informations qualitatives sociétales *: Dialogue avec les parties prenantes et partenariats, Ethique et compliance, Clause éthique, responsabilité environnementale et sociétale dans les accords fournisseurs.*
Informations quantitatives environnementales *: Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification EMAS, Pourcentage du chiffre d'affaires pertinent couvert par une certification ISO14001, 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), Emissions totales directes de GES scope 1, Eau douce (Prélèvementtotal 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), Emissions de NOx, Emissions de SO2, Emissions de poussières.*
Informations qualitatives environnementales *: Analyse des différentes catégories d'émissions indirectes de gaz à effet de serre, gestion des sites et risques sur les centrales nucléaires en Belgique, réduction des nuisances sonores et visuelles*

(4) ***Informations environnementales*** *: Hazelwood Power Partnership, Loy Yang B consolidated, GHECO1, Glow Energy CFB3, Glow ENERGY Phase 1&2, Glow ENERGY Phase 4, Glow ENERGY Phase 5, Glow ENERGY Phase4-Phase5-CFB3-SPP23 Water, Glow SPP 2+3 CHP, GLOW SPP1 Ccompany LTD, Glow SPP11-Plant1E1, Glow SPP11-Plant1E2, Glow SPP11-Plant1GT, Glow SPP11-Plant2GT, Tihange, Jorge Lacerda, Estreito, Machadinho, Salto Osório, Terminal Montoir de Bretagne, Zolling GmbH, KW Zolling Conventional, Brussels Energy (Schaarbeek), Knippegroen, Zandvliet Power, Coo, Combigolfe, GDF SUEZ Cartagena Energia, Rotterdam, Maxima Centrale, Lieni Piemonte Energia, Saltend Cogeneration Company Limited, Chilca, ILO 1, ILO 2, Yuncán, Colorado Energy Nations Comp. (Golden), Colorado Energy Nations Comp. (Metro)*
Informations sociales et santé-sécurité *: Axima Concept, Ineo SA, Cofely Fabricom Industrie Sud, Cofely Fabricom SA, Ecova, Engie Mexico, Eecl, Ima Industrial Ltda, Glow Energy Public Co. Ltd, GRDF.*

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 modérée ; une assurance de niveau supérieur aurait nécessité des travaux de vérification plus étendus. Du fait du recours à l'utilisation de techniques d'échantillonnage 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 dans les Informations RSE ne peut être totalement éliminé.

Conclusion

Sur la base de nos travaux, nous n'avons pas relevé d'anomalie significative de nature à remettre en cause le fait que les Informations RSE, prises dans leur ensemble, sont présentées, de manière sincère, conformément au Référentiel.

Neuilly-sur-Seine, le 10 mars 2017

L'un des Commissaires aux comptes,

Deloitte & Associés

Véronique Laurent

Associée

3.6 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 SA, nous avons effectué un examen visant à nous permettre d'exprimer une assurance raisonnable sur les indicateurs environnementaux et sociaux sélectionnés par ENGIE SA et identifiés par le signe ■■ aux paragraphes 3.2 et 3.3 du document de référence (ci-après « les Données [1]») établi au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Responsabilité de la société

Ces Données ont été préparées sous la responsabilité de la Direction générale d'ENGIE SA, 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 2016 » 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 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 3.2 et 3.3 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 ;

*(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; Pyramide des âges sur l'effectif CDI ; 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) ; 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.ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information.

(2) ISAE 3000 – Assurance engagements other than audits or reviews of historical financial information

- 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 ;
- 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 49% des effectifs et entre 36% et 59% 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 3.2 et 3.3 du document de référence ont été établies, dans tous leurs aspects significatifs, conformément aux Référentiels.

Fait à Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense le 10 mars 2017

Les Commissaires aux Comptes

Deloitte & Associés	Ernst & Young et Autres
Véronique Laurent	Pascal Macioce
Associée	Associé

(1) *Informations sociales et santé sécurité : BU Asie-Pacifique : Glow Energy Public Co. Ltd ; BU Amérique Latine : ENGIE Mexico, EeCL, IMA Industrial LTDA ; BU Amérique du Nord : Ecova ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : COFELY Deutschland Gmbh, COFELY Espana, COFELY Italia Spa ; BU Royaume-Uni : ENGIE Buildings Ltd, ENGIE FM Limited, ENGIE Services Limited, COFELY District Energy Ltd ; BU Benelux : COFELY Fabricom SA, COFELY Fabricom Industrie Sud ; BU France BtoB : COFELY IDF Energie Services, COFELY Nord Est, COFELY Centre Ouest, Axima Concept, Ineo SA ; BU France BtoC : ENGIE Home Services, DMPA DMPR ; BU France Renouvelables : CNR ; BU Distribution de gaz naturel : GrDF ; Siège : GDF Siège*
Informations environnementales : BU Asie Pacifique : Hazelwood Power Partnership, Loy Yang B consolidated, GHECO1, Glow Energy; BU Brésil: Jorge Lacerda, Estreito, Machadinho, Salto Osório ; BU Amérique Latine : Chilca, ILO 1 & 2, Yuncán ; BU Amérique du Nord : Colorado Energy Nations Comp. (Golden & Metro); BU Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie : Baymina Enerji A.S., UCH Power (Private) Limited I et II ; BU Europe du Nord, du Sud et de l'Est : COFELY Italia (< 200 MWth), COFELY EC Slupsk ; BU Royaume-Uni : COFELY UK (< 500 MWth), Dinorwig ; BU Génération Europe : Biomasseheizkraftwerk Zolling GmbH, KW Zolling Conventional, Brussels Energy (Schaarbeek), Combigolfe, GDF SUEZ Cartagena Energia (AESENERGIA), Rotterdam, Knippegroen, Lieni Piemonte Energia, Maxima Centrale (ex-FLEVO), Saltend Cogeneration Company Limited, Zandvliet Power, Coo ; BU Benelux: Tihange; BU France BtoB: COFELY Services Centre Ouest (s4) (< 100 MWth) ; BU France Réseaux : Direction Métropoles ; BU France Renouvelables : CNR, Compagnie du vent ; BU Terminaux Gaz Naturel Liquéfié : Terminal Montoir de Bretagne ; BU Exploration et Production International : ENGIE E&P Nederland BV.

04

Gouvernement d'entreprise

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 100

4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance 100
4.1.2 Commissaire du gouvernement 115
4.1.3 Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités 115
4.1.4 Les Comités permanents du Conseil 117
4.1.5 Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux 120
4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise 120
4.1.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société 121
4.1.8 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales 126

4.2 Assemblée Générale du 12 mai 2017 - Composition du Conseil d'Administration 126

4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE 127

4.4 Direction Générale 128

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service 129

4.5.1 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés 129
4.5.2 Transactions entre parties liées 132
4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction 132

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction 133

4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux 133
4.6.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité de Direction et du Comité Exécutif) 150
4.6.3 Provision de retraite 151
4.6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs 151
4.6.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance 154
4.6.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 157
4.6.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur 159
4.6.8 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés et levées par les dix salariés non-mandataires sociaux ayant exercé le nombre d'options le plus élevé 163
4.6.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés 163
4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2016 163

4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Le présent rapport, établi par le Président du Conseil d'Administration en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce, comprend les informations relatives à la composition du Conseil d'Administration et à l'application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes en son sein, aux conditions de préparation et d'organisation de ses travaux, aux procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société et aux limitations de pouvoirs apportées par le Conseil d'Administration aux pouvoirs de la Direction Générale. Ce rapport rappelle les dispositions applicables à la détermination des rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux.

Les risques financiers liés aux effets du changement climatique et les mesures prises par ENGIE pour les réduire en mettant en oeuvre une stratégie bas-carbone dans toutes les composantes de son activité sont présentés en Section 2.2.3 "Impact du climat" et en Section 3.3.4.1 "Le changement climatique".

Les principes et règles arrêtés pour déterminer les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux figurent à la Section 4.6 "Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction".

Ce rapport a été présenté au Comité d'Audit et au Comité des Nominations et des Rémunérations pour les parties relevant de leurs domaines d'activité. Il a ensuite été approuvé par le Conseil d'Administration, dans sa séance du 1er mars 2017 (1).

4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance

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 3 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».

Le Conseil d'Administration a pris acte, suite à l'arrêté du 4 février 2016, de la nomination de Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'État, en remplacement d'Astrid Milsan.

Les mandats de Gérard Mestrallet, Isabelle Kocher, Jean-Louis Beffa et Lord Simon of Highbury sont arrivés à échéance à l'Assemblée Générale du 3 mai 2016. Gérard Mestrallet et Isabelle Kocher ont été réélus à cette fonction. Jean-Louis Beffa et Lord Simon of Highbury n'ont pas sollicité le renouvellement de leur mandat.

L'Assemblée Générale du 3 mai 2016 a également élu Fabrice Brégier et Lord Ricketts of Shortlands Administrateurs (en remplacement de Jean-Louis Beffa et Lord Simon of Highbury).

Par ailleurs, Olivier Marquer a succédé le 1er juin 2016, en qualité d'Administrateur représentant les salariés, à Anne-Marie Mourer qui a fait valoir ses droits à la retraite.

Enfin, le Conseil d'Administration a pris acte de la démission le 30 juin 2016 de Bruno Bézard et a, sur proposition de l'État, coopté M. Patrice Durand lors du Conseil d'Administration du 14 décembre 2016 pour lui succéder.

À la date du présent rapport, la Société est administrée par un Conseil d'Administration composé de 19 membres, dont :

- 10 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 d'ENGIE ;
- 1 Administrateur coopté sur proposition de l'État français, en vertu de l'article 6 de cette même ordonnance, compte tenu de la participation de l'État français au capital d'ENGIE, dont la nomination sera soumise à ratification lors de la prochaine Assemblée Générale Ordinaire ;
- 1 Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté, en vertu de l'article 4 de cette même ordonnance ;
- 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 Conseil d'Administration comprend huit Administrateurs indépendants (voir Sections 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice» et 4.1.1.7 «Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 53%, 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) Les évolutions de la composition du Conseil d'Administration proposées à l'Assemblée Générale du 12 mai 2017 sont présentées en Section 4.2. "Assemblée Générale du 12 mai 2017 - Composition du Conseil d'Administration".

Le Conseil d'Administration comprend 10 femmes Administrateurs sur 19. La loi n° 2011-103 du 27 janvier 2011 instaure 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 16 Administrateurs dont 10 sont des femmes, soit 63% de femmes.

ENGIE veille également à renforcer la diversité et l'expérience internationale de son Conseil d'Administration. Sur les 19 Administrateurs, quatre ne sont pas français, soit 21%.

4.1.1.2 Administrateurs en exercice

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Gérard Mestrallet (67 ans) Président du Conseil	Français	16/07/2008	03/05/2016	2020	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Isabelle Kocher (50 ans) Directeur Général	Française	12/11/2014	03/05/2016	2020	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Ann-Kristin Achleitner [1] (50 ans)	Allemande	19/09/2012	28/04/2015	2019	Residenzstrasse 27 80333 Munich (Allemagne)
M. Edmond Alphandéry [1] (73 ans)	Français	16/07/2008	28/04/2015	2019	Banque Nomura 7 place d'Iéna 75016 Paris
M. Fabrice Brégier [1] (55 ans)	Français	03/05/2016	-	2020	Airbus SA 1 rond-point Maurice Bellonte 31707 Blagnac Cedex
M. Aldo Cardoso [1] (60 ans)	Français	20/11/2004	28/04/2015	2019	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie
Mme Barbara Kux [1] (62 ans)	Suisse	28/04/2015	-	2019	Gustav-Gull-Platz, 4 8004 Zurich (Suisse)
Mme Françoise Malrieu [1] (70 ans)	Française	02/05/2011	28/04/2015	2019	19 avenue Léopold II 75016 Paris
Mme Marie-José Nadeau [1] (63 ans)	Canadienne	28/04/2015	-	2019	1515 Dr. Penfield, suite 1001 Montréal (Québec) H3G 2R8 (Canada)
Lord Ricketts of Shortlands [1] (64 ans)	Britannique	03/05/2016 [2]	-	2020	15 Queensmead Road Bromley, Kent BR2 0ER (Royaume-Uni)

(1) Administrateur indépendant (voir Section 4.1.1.7 "Indépendance des Administrateurs en exercice - conflits d'intérêt").

(2) Avec prise d'effet au 1er août 2016.

ADMINISTRATEURS ÉLUS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE SUR PROPOSITION DE L'ÉTAT

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Administrateurs du secteur public					
Mme Stéphane Pallez (57 ans)	Française	19/04/2012	28/04/2015	2019	La Française des Jeux 126 rue Gallieni 92643 Boulogne-Billancourt Cedex
Administrateurs du secteur privé					
M. Patrice Durand (63 ans)	Français	14/12/2016 (1)	-	2019	22 avenue Théophile Gautier 75016 Paris
Mme Catherine Guillouard (52 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	Rexel 13 boulevard du Fort de Vaux 75017 Paris
Mme Mari-Noëlle Jégo-Laveissière (48 ans)	Française	28/04/2015	-	2019	Orange Gardens 44 avenue de la République 92320 Châtillon

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT DE L'ÉTAT, NOMMÉ PAR ARRÊTÉ

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Mme Lucie Muniesa (42 ans)	Française	04/02/2016	-	2019	Ministère de l'Économie et des Finances Agence des Participations de l'État Bâtiment Colbert – Télédoc 228 139 rue de Bercy 75572 Paris Cedex 12

ADMINISTRATEURS ÉLUS REPRÉSENTANT LES SALARIÉS

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
M. Alain Beullier (52 ans)	Français	21/01/2009	2014	2018	Elengy Terminal Méthanier BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Philippe Lepage (52 ans)	Français	28/04/2014	-	2018	Elengy Zone Portuaire – BP 35 44550 Montoir-de-Bretagne
M. Olivier Marquer (42 ans)	Français	01/06/2016 (2)	-	2018	ENGIE 1 place Samuel de Champlain 92400 Courbevoie

(1) Date de sa cooptation, sur proposition de l'État ; sa nomination sera soumise à ratification à la prochaine Assemblée Générale Ordinaire.
(2) Date à laquelle il a succédé à Mme Mourer pour la durée du mandat restant à courir.

ADMINISTRATEUR REPRÉSENTANT LES SALARIÉS ACTIONNAIRES, ÉLU PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

	Nationalité	Date de première nomination	Date de dernière nomination	Date d'expiration du mandat	Adresse
Mme Caroline Simon (48 ans)	Française	23/04/2013	-	2017	Inéo Défense Établissement de Sophia-Antipolis 90 Traverse des Messugues 06560 Valbonne

4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale

Gérard Mestrallet, né le 1er avril 1949

Gérard Mestrallet est diplômé de l'École Polytechnique et de l'École Nationale d'Administration. Après avoir occupé différents postes à la Direction du Trésor et au Cabinet du Ministre Eco-Fin (J. Delors), Gérard Mestrallet entre en 1984 à la Compagnie Financière de SUEZ, en tant que chargé de mission. En 1986, il est nommé Délégué Général Adjoint pour les affaires industrielles. En 1991, il est nommé Administrateur Délégué et Président du Comité de Direction de la Société Générale de Belgique. En 1995, il devient Président-Directeur Général de la Compagnie de SUEZ. Gérard Mestrallet est nommé Président-Directeur Général de GDF SUEZ (devenue ENGIE) lors de la fusion de SUEZ avec Gaz de France le 22 juillet 2008. En mai 2016, il devient Président du Conseil d'Administration d'ENGIE. Il est, par ailleurs, Président de l'Association Paris Europlace, Président honoraire du Conseil International du Maire de Chongqing, membre des Conseils internationaux du Maire de Shanghai et de Pékin, Administrateur de l'Université Tongji (Shanghai) et Docteur Honoris Causa de l'Université de Cranfield (Royaume-Uni).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Président-Directeur Général (jusqu'au 3 mai 2016) Président du Conseil d'Administration (depuis le 3 mai 2016)	Président du Conseil d'Administration d'ENGIE E.S. (jusqu'au 2 mai 2016) (2), de SUEZ (1) (France), d'Electrabel (jusqu'au 26 avril 2016) (2) et d'ENGIE Energy Management (jusqu'au 18 mars 2016) (2) (Belgique) Administrateur de Société Générale (1) (France) et d'International Power Ltd (jusqu'au 1er mai 2016) (2) (Royaume-Uni) Membre du Conseil de Surveillance de Siemens AG (1) (Allemagne)	Vice-Président du Conseil d'Administration d'Aguas de Barcelona (Espagne) et d'Electrabel (2) (Belgique) Administrateur de Saint-Gobain (1) (France) et de Pargesa Holding (1) (Suisse) Président de la SAS GDF SUEZ Rassembleurs d'Énergies (2) (France)

(1) Société cotée.
(2) Groupe ENGIE.

Isabelle Kocher, née le 9 décembre 1966

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. 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Présidente d'Electrabel (2) (Belgique)	Administrateur d'Arkema France (1)
Directeur Général Délégué (jusqu'au 3 mai 2016)	Vice-Présidente d'Electrabel (jusqu'au 26 avril 2016) (2) (Belgique)	
Directeur Général (depuis le 3 mai 2016)	Administrateur d'Axa (1), d'ENGIE E.S (2), de SUEZ (1) (France) et d'International Power (Royaume-Uni) (2)	

(1) Société cotée.
(2) Groupe ENGIE.

Ann-Kristin Achleitner, née le 16 mars 1966

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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Présidente du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (depuis le 3 mai 2016)	Membre de la Commission Gouvernementale sur le Code allemand de gouvernement d'entreprise Membre du Conseil de Surveillance de Linde AG [1], Metro AG [1], MunichRe [1] (Allemagne) Membre du Conseil d'Administration de Johannes B. Ortner-Stiftung (Allemagne) Conseil économique de l'Ambassade de France à Berlin (Allemagne)	Membre du Conseil du Private Capital Industry Agenda, Forum Économique Mondial (WEF) Membre du Conseil consultatif scientifique, Knowledge Centre of the European Venture Philanthropy Association (EVPA) Membre du Conseil de Helmholtz-Validierungsfonds de la Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren et de Fraunhofer Gesellschaft 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.

Edmond Alphandéry, né le 2 septembre 1943

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).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute la société durant l'exercice 2016	Aures mandats et fonctions exercés au cours des cinq ernières années
Administrateur Président du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies Membre du Comité d'Audit	Président du CEPS (Center for European Policy Studies) (jusqu'au 6 juillet 2016) (Belgique) Senior Advisor de Nomura Securities (France) Membre de l'«Advisory Board» de A.T. Kearney France Membre du Conseil d'Administration de la Fondation «Stichting Continuïteit ST» (Pays-Bas) Membre de l'«Advisory Committee» d'Omnès Capital (France) Membre du Conseil consultatif de Quadrille (France)	Président du Centre des Professions Financières Président du Conseil d'Administration de CNP Assurances [1] Président de CNP International Administrateur de Neovacs (France), Caixa Seguros (Brésil) et de CNP Vita (Italie) Censeur de Crédit Agricole CIB (France)

(1) Société cotée.

Fabrice Brégier, né le 16 juillet 1961

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. En 2012, Fabrice Brégier est nommé Président et CEO d'Airbus.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	Président et CEO d'Airbus [1]	Directeur Général Délégué et COO d'Airbus [1]

(1) Société cotée.

Aldo Cardoso, né le 7 mars 1956

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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Président du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Administrateur de Bureau Veritas [1], Imerys [1], Worldline [1] (France) Censeur d'Axa Investment Managers (France)	Administrateur de Accor [1], Gecina [1], Rhodia [1] et GE Corporate Finance Bank SAS (France), Mobistar [1] (Belgique)

(1) Société cotée.

Barbara Kux, née le 26 février 1954

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 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. En 2016, elle est nommée par la Commission européenne comme membre dans un groupe d'experts de haut niveau afin d'élaborer un plan pour la décarbonisation en Europe.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Administrateur de Firmenich SA (Suisse), Pargesa Holding SA [1] (Suisse), Umicore [1] (Belgique) et Total SA [1] (France) Membre du Conseil de Surveillance de Henkel AG & Co KGaA [1] (Allemagne)	Membre du Directoire de Siemens AG [1] (Allemagne)

(1) Société cotée.

Françoise Malrieu, née le 7 février 1946

Diplômée des Hautes Études Commerciales, Françoise Malrieu commence sa carrière en 1968 à la BNP en tant qu'analyste financier. En 1979, elle devient adjoint au Directeur du département d'analyse financière et, en 1983, Directeur de ce service. En 1987, elle intègre Lazard Frères et Cie en qualité de Directeur aux affaires financières, avant d'être nommée en 1993 gérant puis associé-gérant. En 2001, elle rejoint Deutsche Bank France en tant que Managing Director. En 2004, elle est nommée Directeur Général de la Société Financière de Grenelle. De 2006 à 2009, elle est senior Advisor d'Aforge Finance, société indépendante de conseil financier en fusions, acquisitions et restructurations. Fin 2008, elle participe à la création de la Société de Financement de l'Économie Française dont elle est nommée en 2009 Président du Conseil d'Administration et du Comité d'Audit. Elle exerce également divers mandats dans le secteur associatif, notamment en tant qu'Administrateur d'Ares et Président d'Arescoop et Administrateur de l'Institut Français des Administrateurs (IFA).

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Présidente du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 3 mai 2016) Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable Membre du Comité d'Audit	Administrateur de La Poste (France) Membre du Conseil de Surveillance de Bayard Presse SA (France) Membre du Conseil de Surveillance d'Oberthur Technologies	Président du Conseil d'Administration de la Société de Financement de l'Économie Française – SFEF (France) Contrôleur Délégué à la Mission de Contrôle des Rémunérations des Professionnels de Marché Administrateur d'Aéroports de Paris [1] (France)

(1) Société cotée.

Marie-José Nadeau, née le 28 mai 1953

Titulaire d'une maîtrise de droit public et d'une licence de droit civil de l'Université d'Ottawa, Marie-José Nadeau fait son stage de droit à la Cour suprême du Canada et membre du Barreau du Québec. Après avoir exercé la pratique du droit au sein du gouvernement fédéral, elle rejoint le gouvernement du Québec en 1986 pour y occuper diverses fonctions stratégiques aux ministères de l'Environnement et de l'Énergie. Elle rejoint en 1993 Hydro-Québec où elle exerce les fonctions de Secrétaire Générale et de Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives pendant 22 ans. Début janvier 2015, elle décide de faire valoir ses droits à la retraite et se consacre à ses activités non exécutives. Elle est Présidente du Conseil mondial de l'énergie jusqu'à la fin de 2016. Elle est également Vice-Présidente du Conseil et membre du Comité Exécutif de l'Orchestre symphonique de Montréal et Administrateur chez Metro Inc., société canadienne de commerce de détail. Elle est régulièrement invitée à titre de conférencière dans divers forums internationaux spécialisés dans le secteur énergétique.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 3 mai 2016)	Présidente du Conseil mondial de l'énergie (Royaume-Uni) Administrateur de Métro Inc. [1] Administrateur de l'Orchestre Symphonique de Montréal (Canada), Vice-Présidente du Conseil et membre du Comité Exécutif Administrateur de l'Advisory Council d'Electric Power Research Institute (Canada)	Secrétaire Générale et Vice-Présidente exécutive – Affaires corporatives de Hydro-Québec (Canada) Administrateur du Conseil Mondial de l'Énergie (Royaume-Uni) Administrateur de l'Université Concordia (Canada), Vice-Président du Conseil Administrateur de Churchill Falls and Labrador Corporation Limited (Canada)

(1) Société cotée.

Lord Ricketts of Shortlands, né le 30 septembre 1952

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 Honoray 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 1er août 2016)	Néant	Néant

Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État

Administrateurs du secteur public

Stéphane Pallez, née le 23 août 1959

Diplômée de l'Institut d'Études Politiques de Paris et de l'École Nationale d'Administration, Stéphane Pallez a débuté sa carrière professionnelle à la Direction du Trésor de 1984 à 2004 où elle a exercé successivement les fonctions d'Administrateur civil (1984-1988), Administrateur supplément représentant la France à la Banque Mondiale à Washington (1988-1990), Chef de bureau «Affaires Monétaires Internationales et G7» (1990), Conseiller technique au Cabinet du ministre de l'Économie et des Finances (1991-1993), Chef de bureau «réglementation bancaire et banques nationales» (1993-1995), Sous-Directeur «Assurances» (1995-1998), Sous-Directeur en charge des participations de l'État, responsable des secteurs transport, énergie, hautes technologies, banque et assurance (1998-2000) et Chef du Service des Affaires Européennes et Internationales à la Direction du Trésor (2000-2004). En 2004, elle devient Directeur Financier Délégué de France Telecom-Orange avant de devenir, le 28 avril 2011, Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance. Elle est Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux depuis novembre 2014.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur	Présidente-Directrice Générale de la Française des Jeux (France) Administrateur de CNP Assurances (1) et Positive Planet (France) Membre du Conseil de Surveillance d'Eurazoo (1) (France)	Présidente-Directrice Générale de la Caisse Centrale de Réassurance (CCR)

(1) Société cotée.

Administrateurs du secteur privé

Patrice Durand, né le 11 mai 1953

Diplômé de l'Ecole polytechnique et de l'Ecole 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. A 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 1er mars 2017)	Administrateur de Ingenico Holding Asie (Hong-Kong) et Fujian Landi Commercial Equipment Co. Ltd (Chine) Membre du Conseil de surveillance de GCS Holding BV (Pays-Bas), Global Collect Services BV (Pays-Bas)	Conseiller du Président de Thales (1) (France) Président de Telespazio (Italie) et de la Sogeade (France) Administrateur de DCNS (France), Thales Alenia Space (France), Sogepa (France), 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. (Etats-Unis) Administrateur suppléant de Fixed & Mobile Pte. Ltd (Singapour) Censeur de Nanjing ZTE-Ingenico Network Technology CO. Ltd (Chine) Chief Finance and Operations Officer Ingenico (France)[1]

(1) Société cotée.

Catherine Guillouard, née le 23 janvier 1965

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'Economie 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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	Directeur Général Délégué de Rexel (1) (France) Administrateur d'Airbus (1) (France)	Administrateur de Technicolor (1) et d'Aéroports de Paris (1) (France) Administrateur de DCNS (France), Thales Atenia Space (France), Sogepa (France), Ingenico do Brasil Ltda (Brésil), Ingenico Holdings Asia II Limited (Hong-Kong), Ingenico Mexico, SA de C.V (Mexique), Ingenico Corp

(1) Société cotée.

Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, née le 13 mars 1968

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. Depuis mars 2014, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière est Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	Directrice Exécutive Innovation, Marketing et Technologies et membre du Comité Exécutif du groupe Orange (1) (France) Administrateur de l'Agence Nationale des Fréquences (France), de Valéo (1) (France) et des sociétés Orange Roumanie (Roumanie), Nordnet, Soft@Home et Viaccess (France)	Directrice d'International and Backbone Network Factory du Groupe Orange et Directrice de la R&D du Groupe Orange Administrateur des sociétés Next.com, France Telecom R&D UK Ltd, France Telecom R&D Beijing Company Limited, France Telecom Japan Company Ltd, OrangeDistribution, INRIA Censeur au Conseil de surveillance de Cloudwatt Membre du comité de surveillance d'Orange Marine, INNOVACOM Gestion

(1) Société cotée.

Administrateur représentant de l'État, nommé par arrêté

Lucie Muniesa, née le 22 février 1975

Ancienne élève de l'École nationale de la statistique et de l'administration économique (Ensae), Lucie Muniesa a débuté sa carrière à l'Insee, avant d'être nommée adjointe au chef de bureau des Concentrations et aides à la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes en 2002. Elle a rejoint l'APE en 2004, en qualité d'adjointe aux chefs des bureaux sectoriels «Énergie, Chimie et autres participations» et «La Poste – France Telecom», avant d'être nommée secrétaire générale de l'APE en 2007. En 2010, Lucie Muniesa a rejoint Radio France, en qualité de directrice financière puis directrice générale adjointe en charge des finances, achats, juridique et du développement des ressources propres, avant de devenir en 2014, directrice, secrétaire générale adjointe du ministère de la Culture et de la Communication. En février 2016, Lucie Muniesa est nommée Directrice Générale Adjointe de l'APE.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Membre du Comité d'Audit (depuis le 24 février 2016) Membre du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies (depuis le 24 février 2016) Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 24 février 2016)	Administrateur, en qualité de Représentant de l'État, de Safran (1), d'Orange (1) et de CDR (Consortium de Réalisation) (France) Administrateur de Dexia (1) (Belgique)	Administrateur, en qualité de représentant de l'État, du Palais de Tokyo, de la Française des Jeux et de l'Établissement public du parc et de la grande halle de la Villette Membre représentant le ministère chargé de la culture au conseil d'administration de l'École nationale supérieure des beaux-arts Membre suppléant représentant le ministère chargé de la culture au conseil d'administration du Centre national de la chanson, des variétés et du jazz, de l'Opéra national de Paris et de l'Établissement public de la cité de la Musique – Philharmonie de Paris Membre suppléant en qualité de personnalité qualifiée au conseil d'administration de l'Établissement public la Monnaie de Paris

(1) Société cotée.

Administrateurs élus représentant les salariés

Alain Beullier, né le 26 mars 1964

Recruté en 1984, il 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, Alain Beullier 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 Exécutive Éducation et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2016.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération chimie énergie — CFDT Membre du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance (depuis le 1er juin 2016) Membre du Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable (jusqu'au 31 mai 2016)	Néant	Néant

Philippe Lepage, né le 17 juin 1964

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.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur 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, et membre du Comité des Investissements d'Elengy (France) (2)	Néant

(2) Groupe ENGIE

Olivier Marquer, né le 28 juin 1974

Titulaire d'un diplôme d'ingénieur et d'un mastère en ingénierie du gaz, Olivier Marquer rejoint la Direction de la Recherche de Gaz de France en 2000 en tant que chef de projet. Entre 2004 et 2016, il a exercé différentes fonctions de ventes et de marketing sur le segment des Grands Comptes. Début 2016, il est nommé chef du département *Pricing* gaz et électricité de l'activité Giant au sein de GEM.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur 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 1er juin 2016)	Néant	Néant

Administrateur représentant les salariés actionnaires, élu par l'Assemblée Générale

Caroline Simon, née le 3 novembre 1968

Caroline Simon a suivi une formation d'achats industriels et a débuté sa carrière chez THOMSON-CSF en 1991 en tant qu'acheteuse composants électriques, électroniques, frais généraux, achats amonts et négociation d'investissements. Elle est entrée dans le Groupe en 1997 et occupe actuellement un poste aux achats d'INEO Défense dans le domaine de la sous-traitance de câblage et mécanique. Caroline Simon est titulaire du certificat d'administrateur de sociétés délivré par Sciences Po Exécutive Education et l'Institut Français des Administrateurs, promotion 2016.

Mandats et fonctions exercés dans la Société	Mandats et fonctions en cours dans toute société durant l'exercice 2016	Autres mandats et fonctions exercés au cours des cinq dernières années
Administrateur Parrainé par la Fédération Construction Bois – CFDT Membre du Comité d'Audit	Présidente du Conseil de Surveillance du fonds LINK France	Membre du Conseil de Surveillance des fonds SPRING France et LINK France

4.1.1.4 Evaluation du fonctionnement du Conseil d'Administration et de ses Comités

L'évaluation du fonctionnement du Conseil et de ses Comités en 2016 a été menée sous la direction du Comité des Nominations et des Rémunérations [(1)] avec l'assistance d'un consultant externe.

Par rapport aux années précédentes, deux nouveautés ont été introduites à savoir la mesure de la contribution effective de chaque Administrateur aux travaux du Conseil et de ses Comités et le recensement des expertises clés des Administrateurs.

Un projet de questionnaire a été validé par le Comité des Nominations et des Rémunérations. 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. L'envoi du questionnaire a été suivi d'un entretien individualisé mené par le consultant externe avec chaque Administrateur.

Les questions ont porté notamment sur la stratégie et la performance, la connaissance des métiers du Groupe et les rapports avec le management, la gestion et le contrôle des risques, les questions logistiques, le séminaire stratégique et le fonctionnement des Comités.

La restitution des entretiens a été faite au Comité des Nominations et des Rémunérations du 28 février et au Conseil d'Administration du 1er mars 2017.

Au terme de presque une année de fonctionnement dans le cadre de la nouvelle gouvernance dissociée, les Administrateurs ont exprimé leur satisfaction. Les acteurs de cette nouvelle gouvernance ont trouvé chacun leur place et contribuent adéquatement à la qualité de son fonctionnement. Ils ont la confiance et le soutien du Conseil d'Administration. Le Président du Conseil a pleinement pris la mesure de sa fonction et de ses missions. Quant au nouveau Directeur Général, l'appréciation des Administrateurs est unanime pour considérer qu'il incarne parfaitement la fonction ; il porte une stratégie ambitieuse et courageuse empreinte de fermeté et de détermination dans un environnement difficile et emporte ses équipes dans cette stratégie.

Le séminaire stratégique dans son nouveau format a été apprécié. Désormais il y a moins de questions des Administrateurs sur la stratégie et plus de suggestions. Une réelle maturité du Conseil ressort de la qualité de l'évaluation des contributions individuelles. Un progrès dans les dossiers qui sont plus riches a été constaté. Le Président du Conseil encadre bien le rythme, la durée des réunions et le temps réservé aux débats, ce qui rencontre l'agrément de tous les Administrateurs ; il assure la bonne dynamique des réunions du Conseil et permet des échanges riches et directs dans un climat de dialogue. Les Comités fonctionnent bien.

On constate des progrès dans la logistique et la digitalisation des dossiers grâce aux efforts continus du Secrétariat Général.

Au nombre des marges de progrès et des recommandations figure notamment le souhait que les enjeux de ressources humaines soient davantage examinés par les Administrateurs. Le Conseil du 1er mars 2017 a dès lors décidé de compléter les missions du Comité pour l'Ethique, l'Environnement et le Développement Durable par l'examen des politiques en matière de ressources humaines. Par ailleurs, les Administrateurs ont souhaité avoir des points réguliers sur le plan de transformation et l'évolution de la nouvelle organisation managériale et davantage d'informations et de débats sur la compétitivité du Groupe et la stratégie de la concurrence. Enfin, l'établissement encore plus systématique de documents de synthèse pour les dossiers complexes a été demandé.

Le Conseil d'Administration a pris acte des recommandations formulées qu'il partage et a décidé de donner suite à celles-ci. S'agissant de la mesure de la contribution individuelle des administrateurs aux travaux du Conseil et de ses comités, une restitution individuelle sera faite à chaque Administrateur par le Président du Conseil.

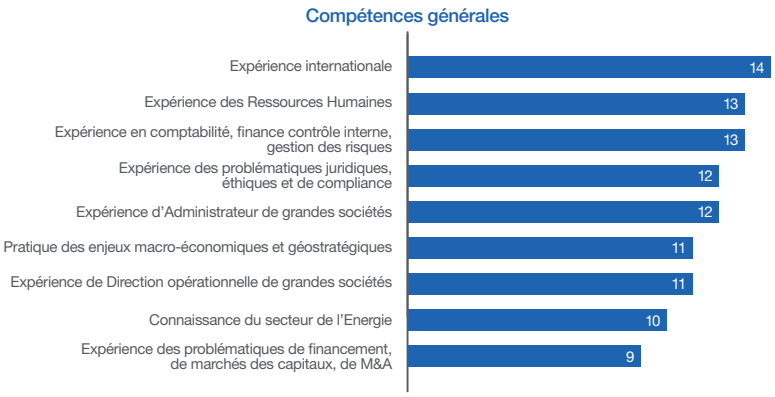
Enfin, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration a décidé que l'assiduité individuelle des Administrateurs aux travaux du Conseil et de ses Comités sera mentionnée dans le document de référence 2017 publié en 2018.

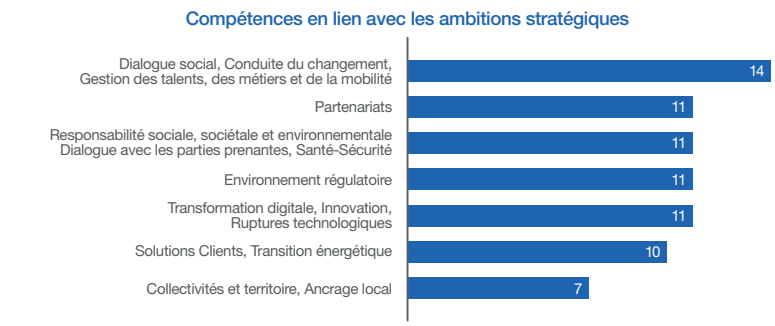
Pour le surplus, le résultat de l'autoévaluation des compétences rassemblées au sein du Conseil d'Administration est repris à la Section 4.1.1.5 ci-après.

(1) Renommé Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance à compter du 1er mars 2017.

4.1.1.5 Diversité des compétences au sein du Conseil

Le Conseil d'Administration a décidé de recenser et de publier les compétences rassemblées en son sein afin de s'assurer que les différentes dimensions à prendre en considération puissent être adéquatement appréhendées permettant ainsi une vision globale et intégrée des enjeux. Cette cartographie a été établie par autoévaluation par chaque Administrateur dans le cadre du processus d'évaluation annuelle du Conseil d'Administration mené, début 2017, sous la direction du Comité des Nominations et des Rémunérations avec l'assistance d'un expert externe. Ont été recensées à la fois les compétences d'ordre général et les compétences plus spécifiquement en lien avec les ambitions stratégiques arrêtées par le Conseil d'Administration. La cartographie ci-dessous qui en résulte montre une répartition complète et équilibrée entre les différents types de compétences requises et apportées au Conseil d'Administration par ses 19 membres.





4.1.1.6 Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice

	Nombre d'actions	Nombre de stock-options
Gérard Mestrallet	94 842 (1)	0
Isabelle Kocher	7 116 (2)	6 196
Ann-Kristin Achleitner	50	N/A
Edmond Alphandéry	2 923	N/A
Alain Beullier	51	N/A
Fabrice Brégier	50	N/A
Aldo Cardoso	1 038	N/A
Patrice Durand	750 (3)	N/A
Catherine Guillouard	0 (3)	N/A
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	0 (3)	N/A
Barbara Kux	50	N/A
Philippe Lepage	287	N/A
Françoise Malrieu	1 419	N/A
Olivier Marquer	50	N/A
Lucie Muniesa	0 (3)	N/A
Marie-José Nadeau	50	N/A
Stéphane Pallez	200 (3)	N/A
Lord Ricketts of Shortlands	250	N/A
Caroline Simon	30 (3)	N/A

(1) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.6.7.4 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.6.10 ci-dessous.
(2) Inclut les Actions de Performance acquises figurant au 4.6.7.5 ci-dessous et les levées simples d'options figurant au 4.6.10 ci-dessous.
(3) L'obligation statutaire de détenir au moins 50 actions ne s'applique pas aux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'Etat ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires.

4.1.1.7 Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts

Indépendance

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 et de la qualification 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 examiné par le Comité des Nominations et des Rémunérations lors de ses séances des 3 et 28 février 2017, puis par le Conseil d'Administration du 1er mars 2017.

Le Conseil d'Administration d'ENGIE a examiné au cas par cas la situation de chacun des Administrateurs au regard du Code Afep-Medef auquel il se réfère.

Outre les deux dirigeants mandataires sociaux, il est précisé que les Administrateurs suivants, dont la désignation résulte d'obligations légales, ne peuvent être considérés comme indépendants :

- Lucie Muniesa, Administrateur représentant de l'État, désigné en vertu de l'article 4 de l'ordonnance 2014-948 du 20 août 2014 précité ainsi que Patrice Durand, Catherine Guillouard, Mari-Noëlle Jégo-Laveissière et Stéphane Pallez, élus par l'Assemblée Générale, sur proposition de l'État conformément à l'article 6 de cette même ordonnance ;
- Alain Beullier, Philippe Lepage et Olivier Marquer, Administrateurs représentant les salariés, conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants du Code de commerce, et Caroline Simon, Administrateur représentant les salariés actionnaires, conformément aux dispositions de l'article L. 225-23 du Code de commerce.

Huit Administrateurs sont considérés comme indépendants (voir Section 4.1.1.2 «Administrateurs en exercice») ; il en résulte un pourcentage d'Administrateurs indépendants de 53%, 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.

Le Conseil d'Administration a tout particulièrement étudié les relations d'affaires entretenues par le Groupe avec la société Imerys et le Bureau Veritas (dont Aldo Cardoso est Administrateur indépendant), en vue d'apprécier si celles-ci étaient d'une nature et d'une importance telles qu'elles pouvaient affecter l'indépendance de jugement d'Aldo Cardoso. Le Conseil d'Administration s'est assuré que ces relations d'affaires relevaient des activités courantes et qu'elles étaient loin d'être suffisamment significatives pour ENGIE et pour Imerys, ainsi que pour Bureau Veritas, en volumes d'achats et de ventes, pour créer un conflit d'intérêts susceptible d'affecter l'indépendance d'Aldo Cardoso. Le Conseil a décidé, pour préserver l'objectivité d'Aldo Cardoso, que si était évoqué devant lui tout projet de quelque nature que ce soit en lien avec la société Imerys ou le Bureau Veritas, il ne pourrait pas participer aux délibérations correspondantes au sein du Conseil et/ou du Comité compétent. Aldo Cardoso s'est engagé à respecter ces règles de comportement, conformément à l'article 5 de la Charte de l'Administrateur.

Aldo Cardoso ayant été nommé Administrateur de Gaz de France le 20 novembre 2004, il a atteint 12 années d'ancienneté le 20 novembre 2016. Il a été nommé pour la dernière fois en 2015 en conformité avec le Code Afep-Medef en vigueur à cette date alors qu'il avait 10,5 ans d'ancienneté et son mandat vient à échéance en 2019.

La version révisée du Code Afep-Medef de novembre 2016 a modifié la manière d'appliquer la règle des 12 ans d'ancienneté : dans l'ancienne version du Code, l'ancienneté qui faisait perdre la qualité d'indépendant se calculait uniquement au moment du renouvellement de mandat

tandis que dorénavant la perte de la qualité d'indépendant intervient à tout moment à la date anniversaire des 12 ans. Ce changement de règle s'applique à l'issue de l'AG du 12 mai 2017.

Pendant l'essentiel de sa carrière, Aldo Cardoso est intervenu en tant qu'expert financier, conseiller, consultant ou Administrateur indépendant, libre de toute relation de subordination ou de dépendance vis-à-vis de ses mandants ou parties prenantes.

Depuis la fusion de Gaz de France avec Suez, les fonctions de directeur financier ont été assumées successivement par trois personnes, ce qui confirme en tant que de besoin l'absence de lien particulier avec la direction financière avec laquelle Aldo Cardoso est en contact dans le cadre de sa mission de Président du Comité d'audit.

Enfin, le Conseil d'Administration a pu constater que, dans ses interventions au Conseil, Aldo Cardoso fait preuve d'une grande liberté de jugement et d'indépendance d'esprit.

C'est pourquoi, le Conseil d'Administration a considéré, conformément à la recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, qu'Aldo Cardoso pouvait mener jusqu'à son terme en 2019 son mandat d'Administrateur indépendant et de Président du Comité d'Audit, solution la plus appropriée au regard de l'intérêt social d'ENGIE.

Conflits d'intérêts

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.

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de conflits d'intérêts 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 et les autres principaux cadres dirigeants d'ENGIE.

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.

Outre les dispositions du Code de commerce applicables en matière de conventions réglementées, la Charte de l'Administrateur (voir Section 4.1.3.2 «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.

Par ailleurs, aucun prêt, aucune garantie n'a été accordé ou constitué en faveur des membres des organes d'administration ou de direction.

4.1.2 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. Florence Tordjman a été nommée par le même arrêté en qualité de suppléante.

4.1.3 Conseil d'Administration : attributions – fonctionnement – activités

4.1.3.1 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. 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 500 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 500 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 et la politique de la Société en matière d'égalité professionnelle et salariale.

4.1.3.2 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 du Conseil d'Administration, 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 en charge des Finances, le Directeur Général Adjoint – Secrétaire Général 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.

Le Président peut exercer une fonction de représentation du Groupe à haut niveau auprès des instances et institutions nationales et internationales dans l'intérêt du Groupe. Cette action est conduite en étroite liaison avec le Directeur Général.

Le Président consacre ses meilleurs efforts à promouvoir en toute circonstance 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 établit le rapport à l'Assemblée Générale prévu par l'article L.225-37 du Code de commerce et reçoit toutes les informations nécessaires à cette fin.

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 du Conseil d'Administration.

Le Président participe à l'organisation de l'auto-évaluation 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.

En concertation avec le Directeur Général, si nécessaire, le Président 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.

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 Administrateurs salariés à participer à tout ou partie de ces réunions.

Le Secrétaire du Conseil assure le secrétariat du Conseil et l'établissement des procès-verbaux de ses séances. 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. Cette obligation ne s'applique pas aux Administrateurs élus par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, à l'Administrateur représentant de l'État, ni à l'Administrateur représentant les salariés actionnaires (un tableau récapitulatif du nombre d'actions et de stock-options détenues personnellement par les mandataires sociaux figure à la Section 4.1.1.6).

Le Règlement Intérieur a été modifié successivement les 3 mai et 28 juillet 2016 et le 1er mars 2017.

Les modifications ont d'abord porté sur l'organisation de la dissociation afin de refléter la répartition précise des tâches du Président et du Directeur Général.

Par ailleurs, le libellé et les missions du Comité des Nominations et des Rémunérations, devenu le 1er mars 2017 « *le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance* », ont été revus afin de refléter le plan de travail arrêté par le Comité et présenté au Conseil. Les missions du Comité pour l'Ethique, Environnement et le Développement durable ont été actualisées. La composition du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies a été revue.

Enfin, différentes modifications ont été apportées en 2016 et 2017 afin de mettre le Règlement Intérieur en conformité avec les évolutions législatives et réglementaires en matière de Comité d'Audit et de Commissariat aux comptes, d'abus de marché, de formation des Administrateurs salariés ainsi qu'avec la version révisée en novembre 2016 du Code Afep-Medef.

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.

Il est précisé que le taux de participation individuel des Administrateurs aux réunions du Conseil et de ses Comités en 2017 sera rendu public dans le Document de Référence afférent à l'exercice 2017.

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.

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.

Les principales dispositions des statuts de la Société et du Règlement Intérieur du Conseil sont rappelées dans la Section 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.1.3.3 Activités du Conseil d'Administration

Au cours de l'exercice 2016, le Conseil d'Administration d'ENGIE, s'est réuni à onze reprises avec un taux moyen de participation de 86%.

Lors de ces réunions, le Conseil d'Administration d'ENGIE a notamment examiné et délibéré sur les sujets suivants : la marche des affaires et la stratégie du Groupe, l'arrêté des comptes de l'exercice 2015, les informations financières des premier et troisième trimestres 2016, la dissociation des fonctions de Président et de Directeur Général, la composition du Conseil et de ses Comités, la nomination du Président du Conseil d'Administration et du Directeur Général, l'arrêté des comptes semestriels 2016, les documents de gestion prévisionnelle, l'acompte sur le dividende 2016, l'indépendance des Administrateurs, l'évaluation du Conseil, la convocation de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires, la situation du nucléaire en Belgique, la revue et cartographie des risques du Groupe, le bilan santé et sécurité, la politique en matière d'égalité professionnelle et salariale, le renouvellement de l'autorisation d'émettre des obligations et de l'autorisation concernant les cautions, avals et garanties, l'attribution d'Actions de Performance, le budget et le plan d'affaires à moyen terme, l'évaluation et la rémunération des dirigeants mandataires sociaux.

Un séminaire de réflexion stratégique du Conseil d'Administration a été consacré aux sujets suivants : le contexte, la vision stratégique et les avancées du plan de transformation, les challenges et les partis pris proposés, un focus sur les trois grandes thématiques que sont les enjeux sur la chaîne de valeur du gaz, les enjeux des projets nucléaires et les enjeux d'innovation technologique et digitale.

4.1.4 Les Comités permanents du Conseil

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. Ces Comités ont pour mission, en application de l'article 15.2 des statuts et l'article 3 du Règlement Intérieur du Conseil, 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.

Quatre Comités 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 six membres : Aldo Cardoso (Président), Edmond Alphandéry, Françoise Malrieu, Lucie Muniesa, Marie-José Nadeau et Caroline Simon.

Fonctionnement

L'article 3.1 du Règlement Intérieur du Conseil 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 ;
- 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 huit reprises au cours de l'année 2016, avec un taux moyen de participation de 98%. Les Commissaires aux comptes ont assisté à toutes les séances.

Activités

En 2016, le Comité d'Audit a notamment abordé les sujets suivants : les estimations et prévisions de clôture 2016 et l'arrêté des comptes consolidés et sociaux au 31 décembre 2015, les informations financières des premier et troisième trimestres 2016, les options et hypothèses de clôture semestrielle et annuelle, l'arrêté des comptes semestriels consolidés et sociaux au 30 juin 2016, l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2016, les tests de valeurs sur les actifs, le renouvellement des autorisations d'émettre des obligations et des garanties, les rapports d'activité trimestriels de l'audit interne, le plan annuel d'audit interne 2016 et l'indépendance de l'audit interne, la revue du contrôle interne Groupe ; le rapport du Président du Conseil sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques , l'examen des résolutions financières présentées à l'Assemblée Générale, l'actualisation de 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, l'indépendance et le programme de travail 2016 des Commissaires aux comptes.

Le Comité a également abordé la revue et la cartographie des risques, le schéma directeur des infrastructures IT et les plans d'actions associés, le rapport sur les industries extractives, l'évolution des réglementations relatives à l'audit et aux abus de marché, l'actualisation du règlement intérieur du Conseil, le risque marché-crédit-cash, le dispositif assurantiel mis en place au Brésil, la transparence des implantations à l'étranger, la BU GEM et ses différents métiers, le mandat de trésorerie 2016, le risque lié aux systèmes d'information et au digital, à la sécurité industrielle et la sûreté nucléaire, ainsi que le retour sur les *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 (Président), Aldo Cardoso, Patrice Durand (depuis le 1er mars 2017), Catherine Guillouard, Philippe Lepage, Lucie Muniesa et Marie-José Nadeau.

Fonctionnement

L'article 3.2 du Règlement Intérieur du Conseil définit les règles et modalités de fonctionnement du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies.

Le plafond de délégation du Directeur Général pour les investissements et les désinvestissements est de 500 millions d'euros, étant précisé que les opérations comprises entre 350 et 500 millions d'euros font l'objet d'une information du Comité.

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 et le contrat de service public, et 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 travaux sur base annuelle ou pluriannuelle, de politique d'achat et de projets immobiliers significatifs.

Le Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies s'est réuni à neuf reprises au cours de l'année 2016, avec un taux moyen de participation de 74%.

Activités

En 2016, le Comité a notamment abordé les sujets suivants : l'évolution de la demande de gaz en Europe, la stratégie du Groupe en Afrique, la situation de l'exploration-production, l'ambition digitale, l'exécution du plan de transformation (dont *Lean 2018*), la veille concurrentielle sur les nouvelles activités, les enjeux de la BU GNL, l'évolution des activités du Groupe en Australie, dans la chaîne du gaz, l'examen du développement dans le solaire ainsi que la préparation du 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 trois réunions communes du Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies et du Comité d'Audit.

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 (Présidente), Alain Beullier, Fabrice Brégier, Lucie Muniesa et Lord Ricketts of Shortlands.

Fonctionnement

L'article 3.3 du Règlement Intérieur du Conseil 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 de leurs Présidents, de formuler des recommandations au Conseil quant à la succession du Président et du Directeur Général de la Société, 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.

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.

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 Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance s'est réuni huit fois en 2016, avec un taux moyen de participation de 89%.

Activités

En 2016, le Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance a notamment examiné l'indépendance et la qualification des Administrateurs, la composition des Comités du Conseil, les taux de réalisation des objectifs des dirigeants mandataires sociaux pour 2015 et, plus généralement, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux, l'évolution vers une gouvernance dissociée des fonctions de Président du Conseil et de Directeur Général, la modification de la limite d'âge statutaire relative à l'exercice des fonctions de Président du Conseil d'Administration, les modifications du Règlement Intérieur du Conseil, les modalités de rémunération du Président du Conseil et du Directeur Général, les modalités de retraite du Directeur Général, les questions de plans de succession, la politique de rémunération des cadres dirigeants, la mise en place d'un plan d'Actions de Performance au titre de 2016, les conséquences de la loi Sapin II et a dirigé le processus d'évaluation des travaux du Conseil en 2016 (anciennement dévolu au Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable).

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 (Présidente), Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, Barbara Kux, Françoise Malrieu et Olivier Marquer.

Fonctionnement

L'article 3.4 du Règlement Intérieur du Conseil 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 éthique, de conformité extra-financière et de responsabilité environnementale, sociale et sociétale.

Le Comité s'est réuni à cinq reprises au cours de l'année 2016, avec un taux moyen de participation de 76%.

Activités

En matière éthique, 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 le risque de réputation, la politique de *due diligence* éthique dans les investissements, le déploiement du référentiel droits humains et la nouvelle charte éthique. Enfin, le Comité a entendu M. Jean-Baptiste Carpentier, Commissaire à l'information stratégique et à la sécurité économique.

Le Comité a notamment examiné le sujet de la protection des données personnelles, la politique conflit d'intérêts et les conséquences de la loi Sapin II.

En matière de responsabilité environnementale et sociétale, le rapport intégré lui a été soumis. Un focus sur les différentes notations extra-financières, la politique de relation avec les agences de notation et

le reporting de communication extra-financière a également été réalisé. Le Comité a aussi fait un point sur le scénario 2 degrés et sur la COP22.

Sous l'angle de la responsabilité sociale d'employeur, le Comité s'est penché sur le risque lié aux enjeux RH, la politique d'égalité professionnelle et salariale, le bilan santé et sécurité, les accidents mortels ainsi que le suivi du plan d'actions santé sécurité 2016-2020.

4.1.5 Principes et règles de détermination des rémunérations et avantages des mandataires sociaux

Les rémunérations et avantages de toute nature accordés aux mandataires sociaux sont décidés par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance, en tenant compte des pratiques effectuées dans les sociétés comparables en France et en Europe, ainsi que du taux de satisfaction des objectifs quantitatifs et qualitatifs assignés à chacun.

Les principes et règles de détermination de ces rémunérations et avantages sont présentés dans la Section 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction».

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.

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 mette 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. 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 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la Société

Les procédures de contrôle interne et de gestion des risques décrites ci-après ont été adaptées afin d'être alignées sur la nouvelle organisation exposée dans la Section 1.1.3 «Organisation».

4.1.7.1 Organisation du contrôle interne

4.1.7.1.1 Objectifs du contrôle interne

Les objectifs du contrôle interne d'ENGIE, qui s'appuie sur le programme Internal Control Management and Efficiency (INCOME), validé par le Comité Exécutif et présenté au Comité d'Audit, sont de fournir une assurance raisonnable sur la maîtrise des opérations au regard des objectifs suivants :

- conformité aux lois et réglementations en vigueur ;
- fiabilité de l'information comptable et financière ;
- réalisation et optimisation des opérations.

L'ambition d'ENGIE est d'être doté de dispositifs de contrôle interne performants à chaque niveau de responsabilité et reposant sur :

- un environnement favorable à la mise en place d'un dispositif de contrôle performant ;
- la responsabilité de l'ensemble des acteurs à tous les niveaux de l'organisation sur la mise en œuvre du contrôle interne ;
- la prise en compte, lors de la conception des contrôles, de l'équilibre entre le niveau d'assurance souhaité et le coût de la mise en œuvre ;
- l'exploitation des résultats des contrôles pour améliorer le fonctionnement des activités.

4.1.7.1.2 Référentiel de contrôle interne

ENGIE a retenu une organisation et des procédures de contrôle interne fondées sur le modèle promu par le *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission* (COSO). Cette organisation et ces procédures sont conformes aux principes décrits par l'AMF dans le cadre de référence et prennent en compte son guide d'application, documents publiés en janvier 2007 et actualisés en matière de gestion des risques en juillet 2010. Elles prennent également en compte les préconisations du rapport sur le Comité d'Audit publié par l'AMF à la date du 14 juin 2010 ainsi que la recommandation AMF n° 2013-17 actualisée le 13 janvier 2015.

4.1.7.1.3 Orientations générales du contrôle interne

Les orientations générales d'ENGIE en matière de contrôle interne (programme INCOME) portent sur :

- le développement et le suivi d'un programme de pilotage efficace et solide, sous la responsabilité des dirigeants, différencié en fonction des besoins de chaque niveau de gestion et adapté aux organisations et aux risques ;
- la formalisation d'un engagement des dirigeants et du management aux différents niveaux de l'organisation sur la mise en œuvre d'un dispositif de contrôle interne sur leur périmètre de responsabilité ainsi que d'actions d'amélioration ;
- le déploiement d'une filière Contrôle Interne en appui aux dirigeants et au management.

4.1.7.1.4 Périmètre d'application du programme INCOME

ENGIE actualise chaque année le périmètre de déploiement du programme de contrôle interne INCOME (179 entités en 2016) grâce à une approche reposant sur des données financières et à une approche par les risques mises en œuvre avec l'appui des directions du NewCorp.

Ces règles de détermination du périmètre ont été aménagées début 2014 afin de déterminer les modalités de *reporting* du contrôle interne les plus adaptées aux risques et enjeux identifiés. Les référentiels de contrôle interne du programme INCOME et un questionnaire spécifique sont mis à disposition des autres entités (hors périmètre INCOME) comme bonnes pratiques. Ils permettent de couvrir des domaines sensibles comme, par exemple, la séparation des tâches et la protection des actifs.

4.1.7.1.5 Acteurs du contrôle interne

En complément des informations données précédemment sur le rôle des organes de gouvernement d'entreprise (dans la présente Section 4), il convient de préciser les points suivants :

- le Président s'assure du bon fonctionnement du contrôle interne au sein du Groupe ;
- un rapport annuel sur l'état du contrôle interne est présenté au Comité Exécutif et au Comité d'Audit ;
- les BUs et le NewCorp mettent en œuvre le programme INCOME ; elles définissent leurs propres procédures de contrôle dans le cadre des référentiels et des politiques du Groupe, et ce de manière adaptée à chacun de leurs métiers, ce qui leur permet de superviser le dispositif de contrôle interne au sein des activités de leur périmètre respectif de responsabilité et de valider son efficacité au regard de leurs besoins.

Direction du Contrôle Interne

La Direction du Contrôle Interne organise, en collaboration avec les métiers et les directions du NewCorp, le suivi du programme de contrôle interne pour, notamment, contribuer à la maîtrise des risques les plus significatifs du Groupe.

Afin de mieux impliquer le management dans la préparation des décisions structurantes relatives au contrôle interne, telles que la politique mise en œuvre ou les évolutions des référentiels, et de mieux connaître et comprendre les attentes du management vis-à-vis du contrôle interne, un Observatoire Managérial du Contrôle Interne a été mis en place. Cette instance, présidée par un membre du Comité Exécutif, examine les évolutions du programme de contrôle interne proposées par le Directeur du Contrôle Interne. Ces évolutions sont ensuite soumises par le Directeur du Contrôle Interne pour décision au Comité Exécutif. Cet Observatoire s'est réuni une fois au cours de l'année 2016.

En outre, la Direction du Contrôle Interne veille à l'amélioration continue du dispositif de contrôle interne (Voir Section 4.1.7.3.3 «Démarche d'amélioration continue»).

La Direction du Contrôle Interne anime un réseau de correspondants en charge de piloter le contrôle interne en appui des responsables d'activités des entités en fournissant méthodologie et instructions, en organisant des sessions d'information et de formation et en reportant à leur management les résultats de l'année et les actions d'amélioration identifiées. La Direction du Contrôle Interne apporte également un appui

au NewCorp dans son suivi de la mise en œuvre des décisions du Groupe.

Direction Audit Interne et Management des Risques (DAR)

La DAR est composée de deux directions : la Direction de l'Audit Interne et la Direction du Management des Risques.

Même si la Direction du Contrôle Interne a rejoint à mi-année la Direction Financière, le dialogue instauré entre les démarches de management global des risques, de contrôle interne et d'audit interne se poursuit naturellement.

À titre d'exemple, l'Audit Interne et le Contrôle Interne ont élaboré une formation sur la fraude et formé plus de 200 personnes lors de 10 sessions au cours de 2016. Cette formation est désormais intégrée au Catalogue Groupe de formation.

Direction du Management des Risques

Voir Section 2.1 «Processus de gestion des risques».

Direction de l'Audit Interne

L'Audit Interne Groupe est une activité indépendante et objective qui donne à ENGIE une assurance raisonnable sur le degré de maîtrise de ses opérations, lui apporte ses conseils pour les améliorer, et contribue à créer de la valeur ajoutée.

Au cours de l'année 2016, une nouvelle organisation en pôles dédiés aux BUs a été mise en place pour s'adapter à la transformation du Groupe tout en assurant la mise en œuvre et le contrôle du respect des normes professionnelles internationales définies par l'*Institute of Internal Auditors*. L'Audit Interne Groupe est une activité organisée de manière régalienne sur la base de principes fondamentaux garants de son efficience :

- l'indépendance vis-à-vis du management, élément clé de la crédibilité de l'opinion d'audit ;
- la proximité, avec les BUs, gage de positionnement des activités de l'Audit Interne sur la réalité du terrain.

L'Audit Interne a présenté pour 2016 un plan d'audit établi selon une démarche basée sur une concertation étroite avec les managers à tous les niveaux de l'entreprise et en synergie avec le Management des Risques et le Contrôle Interne :

- détermination, analyse et validation des thématiques d'audit majeures et des entités associées ;
- consolidation et présentation aux organes de Direction Générale du Groupe pour enrichissement et validation des orientations et des principales thématiques ;
- présentation pour approbation au Comité d'Audit.

La multi-compétence des équipes d'audit donne la capacité de travailler sur un large spectre d'activités et permet de conjuguer les synergies au sein des métiers et l'approche globale du Groupe.

Les missions d'audit menées ont été ainsi orientées vers les enjeux majeurs d'ENGIE. Des thèmes prioritaires ont fait l'objet d'une attention particulière :

- la gestion des grands projets de construction ;
- le dispositif de contrôle des activités de la BU Global Energy Management et de sa filiale de *trading* ;
- la sécurisation des systèmes de contrôle industriels ;
- le contexte plus général de transformation du Groupe et de son organisation ;
- les sujets éthiques.

Les conclusions d'audit ont été discutées avec le management des entités concernées qui s'est engagé sur des plans d'actions. L'Audit Interne en vérifie la mise en œuvre en lien avec le management opérationnel.

La synthèse des constats et des actions correctives majeures est présentée aux dirigeants des entités, au Comité Exécutif du Groupe ainsi qu'au Comité d'Audit.

4.1.7.2 Dispositif du contrôle interne

4.1.7.2.1 Environnement de contrôle

L'environnement de contrôle des entités fait l'objet d'une évaluation annuelle à l'aide de questionnaires structurés selon les composantes du COSO et adaptés au périmètre évalué. Cette approche est complétée par la mise en œuvre de contrôles spécifiques portant sur les délégations de pouvoirs, le respect des principes d'éthique et la gestion des systèmes d'information ; elle est également enrichie par une revue annuelle des contrôles destinés à prévenir et détecter les fraudes.

4.1.7.2.2 Identification et évaluation des risques

En complément du processus de gestion des risques précédemment présenté (voir Section 2.1 «Processus de gestion des risques»), un dialogue est instauré entre la filière Management des Risques et la filière Contrôle Interne.

Dans ce contexte, les synergies entre les démarches management des risques et contrôle interne sont naturelles ; elles peuvent être illustrées par les quelques exemples suivants :

- détermination du périmètre du programme de contrôle interne INCOME en fonction des risques identifiés (voir Section 4.1.7.1.4 «Périmètre d'application du programme INCOME») ;
- réalisation de contrôles internes du programme INCOME contribuant à une meilleure maîtrise de risques à enjeux importants, tels que les risques industriels ;
- partage des retours d'expérience de chacune des démarches mises en œuvre.

4.1.7.2.3 Activités de contrôle

Le programme INCOME couvre une cinquantaine de processus métiers, support et globaux qui sont retenus en fonction des risques de l'entité, pour être reportés au niveau du Groupe.

La pertinence de ces contrôles et leur adaptation éventuelle sont examinées lors des retours d'expérience, des évolutions d'organisation et de la parution de décisions émanant de la Direction Générale et des directions fonctionnelles.

4.1.7.2.4 Information et communication

Les décisions d'organisation de niveau Groupe ainsi que les référentiels, les instructions, les outils de formation, les guides méthodologiques relatifs au contrôle interne et, depuis 2016, les résultats mensuels par BU du contrôle interne sont disponibles dans l'intranet du Groupe.

4.1.7.2.5 Pilotage du contrôle interne

Le dispositif de contrôle interne relève d'une décision du Président. Son pilotage repose sur les points suivants :

- le suivi mensuel du programme de contrôle interne (autoévaluations, audits) ;

- la présentation aux directions des entités d'une synthèse annuelle permettant notamment de fournir aux dirigeants du Groupe une information concise sur le degré de maturité du contrôle interne de leur entité ;
- l'établissement de feuilles de route des principales actions d'amélioration par les entités opérationnelles et les principales directions fonctionnelles ;
- la coordination de la filière Contrôle Interne avec les autres filières porteuses d'une démarche contribuant à l'amélioration du fonctionnement des activités.

La filière Contrôle Interne est animée par des points réguliers avec les BUs. Ces réunions sont complétées, si nécessaire, par la création de groupes de travail et le déploiement d'actions de sensibilisation.

4.1.7.3 Mise en œuvre du contrôle interne

4.1.7.3.1 Conformité aux lois et règlements

Le Secrétariat Général (la Direction Juridique, la Direction des Organes Sociaux et de la Gouvernance du Groupe et la Direction Éthique et Compliance) contribue à sécuriser juridiquement le fonctionnement du Groupe et les décisions de ses dirigeants. Ces équipes sont chargées d'apporter, chacune dans leur domaine d'expertise et de compétences, l'appui nécessaire à la Direction Générale, aux BUs et au NewCorp. Cet appui est notamment effectué (i) par les contributions opérationnelles aux contractualisations, litiges, arbitrages, études et actions en matière de protection de la responsabilité pénale du Groupe et de ses dirigeants, en matière d'embargo, dans le domaine informatique et libertés, en matière du droit des sociétés, de la réglementation financière et boursière et du droit de la propriété intellectuelle, (ii) par les actions des centres d'expertise en droit de la concurrence, en régulation et en droit financier, (iii) par les analyses juridiques réalisées et les avis émis à l'occasion des comités d'engagement, (iv) par le suivi régulier et la revue annuelle des risques juridiques et plus généralement (v) par la mission de pilotage de la filière juridique dont la Direction Juridique est chargée.

Le respect des lois et des règlements demeure de la responsabilité de chaque BU, métier ou de chaque fonction support ou opérationnelle dans son domaine de compétence. La mise en œuvre des objectifs de contrôle interne en matière de conformité aux lois et règlements est assurée à chaque niveau de gestion du Groupe. Par exemple, certains objectifs de conformité transversaux sont gérés par les fonctions support et opérationnelles du NewCorp concernées :

- la Direction Éthique et Compliance 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 Financière veille à la conformité d'ENGIE en matière comptable, financière et fiscale. Elle réalise le *reporting* financier réglementaire ;
- la Direction Ressources Humaines Groupe assure le respect des lois et des règlements sociaux en vigueur et réalise le *reporting* social réglementaire ;
- la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale 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.

4.1.7.3.2 Fiabilité de l'information comptable et financière

Environnement de contrôle

L'organisation de la fonction financière repose sur :

- des directeurs financiers opérationnels qui assurent la liaison avec les BUs ;
- des directions du NewCorp : des Comptabilités ; de *Finance Planning and Analysis* ; de la Finance, la Trésorerie et des Assurances ; de la Fiscalité ; des Investissements et des Acquisitions ; du Contrôle Interne ; et des Relations Investisseurs ;
- la Direction Financière de chacune des BUs. Celles-ci supervisent leurs entités de *reporting* ; ces dernières ont la responsabilité de la production et du contenu de leurs états financiers ainsi que de leur contrôle interne.

Les responsabilités relatives à l'élaboration de l'information comptable et financière et aux contrôles associés se déclinent à chaque niveau de l'organisation du Groupe (NewCorp, BUs et entités de *reporting*).

Ce dispositif de contrôle interne prend en compte le cadre de référence de l'AMF. Il couvre non seulement les processus de préparation de l'information financière mais également l'ensemble des processus opérationnels en amont concourant à la production de cette information.

Les principales procédures mises en place en matière d'établissement des comptes sociaux et consolidés reposent sur deux outils :

- le manuel des principes comptables édicté pour le Groupe par la Direction des Comptabilités. Sa mise à jour s'effectue de façon régulière en fonction de l'évolution des normes internationales ;
- les instructions de clôture diffusées préalablement à chaque phase de consolidation. Elles portent sur les hypothèses de clôture (taux de change, d'actualisation et d'impôt par exemple), le périmètre, le calendrier de la remontée des informations, les points d'attention relatifs à la clôture et les principales nouveautés réglementaires. Elles comprennent également la définition des indicateurs de performance utilisés par le Groupe.

Identification et évaluation des risques

Le suivi et la gestion des principaux risques s'organisent comme suit :

- les résultats obtenus *via* les différentes approches mises en place (analyse des risques spécifiques au processus de *reporting* et communication suite aux retours d'expérience) sont exploités et font l'objet de plans d'actions et de communication vers les filières concernées ;
- les processus budgétaire et de plan d'affaires à moyen terme (PAMT), le suivi des performances, les réunions régulières où les fonctions financières sont largement parties prenantes ainsi que les réunions du Comité Exécutif permettent de suivre et de gérer les principaux risques identifiés ;
- les risques spécifiques liés aux processus d'élaboration et de communication de l'information financière sont également revus et font l'objet d'un suivi au cours des clôtures.

Activités de contrôle

Élaboration du Reporting Financier mensuel et des comptes consolidés

Au niveau du NewCorp, la Direction des Comptabilités et la Direction *Finance Planning and Analysis*, toutes deux rattachées à la Direction Financière, coordonnent leurs activités lors de réunions hebdomadaires réunissant leurs principaux responsables.

La Direction des Comptabilités anime le processus de production des comptes consolidés en bénéficiant du soutien des équipes de consolidation et des départements de contrôle de gestion du NewCorp et des BUs.

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 BUs sur les informations qui leur sont communiquées par les entités de *reporting* ;
- au niveau du NewCorp sur les informations qui lui sont communiquées par les BUs.

Au sein de la Direction des Comptabilités, trois centres d'expertise (Outil de Consolidation, Process Consolidation et Normes Comptables) optimisent le traitement et la résolution de problématiques techniques complexes. Ces Centres, qui résultent d'une mutualisation des ressources d'expertise au sein du Groupe, permettent de conforter la qualité et l'homogénéité des analyses effectuées et des positions adoptées.

Le rôle de la Direction *Finance Planning and Analysis* est explicité ci-dessous dans le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage».

Acteurs des contrôles

À chaque niveau de l'organisation, sont réalisées des opérations concourant à l'établissement de l'information comptable et financière. Leur réalisation s'effectue en conformité avec la méthodologie de contrôle interne définie au niveau du NewCorp par la Direction du Contrôle Interne et diffusée dans le cadre du programme INCOME. Les acteurs concernés sont notamment :

- la Direction Financière de chaque entité de *reporting* qui valide formellement le *reporting* comptable et financier ;
- la Direction Financière de chaque BU qui met en œuvre des procédures auprès de l'ensemble des filiales opérationnelles, y compris un contrôle de gestion décentralisé (voir ci-dessous le paragraphe «Fixation des objectifs et pilotage») ;
- la Direction des Comptabilités du NewCorp qui est en charge du *reporting* financier, du contrôle des comptes sociaux (de la société ENGIE et des véhicules financiers gérés par le NewCorp), des comptes consolidés et des relations avec les services comptables de l'AMF.

Le Groupe met en œuvre un système d'engagement formalisé de la part des responsables opérationnels et financiers sur la fidélité et la sincérité de l'information financière remontée par les entités de *reporting* vers les BUs, puis vers le NewCorp, ainsi que sur les dispositifs de contrôle interne qui concourent à la fiabilité de cette information, tout au long de la chaîne mentionnée dans le paragraphe ci-dessus «Environnement de contrôle».

Information et communication

Systèmes d'information comptable et financière

Les entités de *reporting* du périmètre de consolidation utilisent toutes l'application informatique SAP *Business Objects Financial Consolidation* (SAP B.F.C. ex-Magnitude) 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 ;
- la Direction des Systèmes d'Information pour ce qui relève des infrastructures sous-jacentes spécifiques.

Les autres systèmes d'information concourant à l'élaboration de l'information comptable et financière sont gérés, pour leurs périmètres respectifs, de manière décentralisée par les départements informatiques des BUs et des filiales.

Préparation et validation du rapport annuel

Le Secrétariat Général est en charge de l'élaboration du Document de Référence déposé à l'AMF, qui inclut le rapport annuel, ce qui implique :

- la définition du processus de remontée et de validation des informations figurant dans le Document de Référence ;
- la supervision des travaux effectués par le comité de pilotage du Document de Référence ;
- l'application de la réglementation AMF et les relations avec celle-ci.

La Direction Financière est en charge de la partie «Information Financière» comprenant notamment les comptes consolidés, les comptes sociaux et l'examen de la situation financière.

Préparation et validation des communiqués de presse

La Direction des Communications applique les principes fixés par la procédure «Communication à la Presse». Ces règles induisent notamment :

- la coordination des actions entre les équipes de communication du NewCorp et des BUs ;
- la mise en œuvre du processus de remontée et/ou de validation des communiqués de presse ;
- un dispositif de veille et des règles de communication de crise appropriées.

Relations avec les analystes et les investisseurs

De même, 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 sein de la Direction Financière, la Direction des Relations Investisseurs pilote et coordonne le processus de communication au marché, notamment concernant les informations financières trimestrielles, semestrielles et annuelles et les opérations majeures.

Fixation des objectifs et pilotage

La Direction Générale actualise et communique les objectifs généraux du Groupe ainsi que l'allocation de ressources aux BUs. La Direction *Finance Planning and Analysis*, rattachée à la Direction Financière, élabore des notes d'instruction à l'intention de chacune des BUs. Ces notes détaillent les hypothèses macroéconomiques, dont les hypothèses de prix des commodités définies par la Direction de la Stratégie, 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 contrôle de gestion s'effectue de manière décentralisée afin de tenir compte des spécificités de chaque métier. Sa mission est encadrée par les instructions périodiques élaborées par la Direction *Finance Planning and Analysis*, les instructions de mise en œuvre de l'application informatique SAP B.F.C. et le manuel des principes comptables édicté par le Groupe.

Un Comité de BU valide, pour chaque BU, les objectifs fixés pour l'année suivante et le budget correspondant, ainsi que 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 d'*impairment test* des *goodwills* et actifs à long terme. Ce Comité, préparé par la filière financière sous la responsabilité de la Direction *Finance Planning and Analysis*, rassemble, autour de la Direction Générale, des directions du NewCorp ainsi que les directions opérationnelle et financière de chaque BU. 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 puis en Conseil d'Administration.

Lors des Comités de BU suivants, les performances sont comparées au budget et les ajustements éventuels sur les perspectives annuelles sont validés par la Direction Générale du Groupe.

L'amélioration du processus relatif à l'élaboration et au traitement de l'information financière est sous la responsabilité de chaque Directeur Financier de BU et de chaque Directeur du NewCorp. Des retours d'expérience sont réalisés afin de vérifier le correct fonctionnement des processus de production de l'information comptable et financière. Le cas échéant, des missions d'audit interne peuvent vérifier la qualité des processus dans les entités de *reporting* et aux différents niveaux de l'organisation.

4.1.7.3.3 Démarche d'amélioration continue

La mise en œuvre du contrôle interne dans le Groupe s'inscrit dans une démarche d'amélioration continue, de rationalisation et d'optimisation du dispositif de contrôle reposant sur les principes suivants :

- analyse des risques ;
- élaboration et enrichissement des référentiels de contrôle interne, en collaboration étroite avec les directions du NewCorp, pour accompagner les politiques du Groupe ;
- dialogue avec les différents métiers ;
- adaptation des contrôles en fonction de l'évolution des risques ;
- animation et formation des correspondants dans les entités, comme par exemple l'action de sensibilisation au risque de fraude menée en 2016 et mentionnée dans la Section 4.1.7.1.5.

4.1.8 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).

Les informations prévues par l'article L. 225-100-3 du Code de commerce sont publiées dans les Sections 3.2 «Informations sociales», 4.6 «Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction», 5.1 «Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital», 5.2 «Actionnariat» et 7.1 «Dispositions légales et statutaires particulières».

4.2 Assemblée Générale du 12 mai 2017 - Composition du Conseil d'Administration

Le Conseil d'Administration a décidé de convoquer l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires qui se réunira le 12 mai 2017. L'ordre du jour portera notamment sur la désignation de deux Administrateurs et, plus précisément, sur la ratification du mandat d'un Administrateur et la nomination d'un Administrateur.

Sur les recommandations du Comité des Nominations et des Rémunérations, M. Patrice Durand a été nommé à titre provisoire en tant qu'Administrateur lors du Conseil d'Administration du 14 décembre 2016, en remplacement de M. Bruno Bézard, pour la durée restant à courir du mandat de ce dernier, soit jusqu'à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire appelée à statuer en 2019 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2018.

Le mandat d'Administrateur de Caroline Simon, Administrateur représentant les salariés actionnaires, arrive à expiration à l'issue de la prochaine Assemblée Générale. Les Conseils de Surveillance des FCPE Link France et Link International ont désigné Christophe Aubert et Ton Willems comme candidats aux fonctions d'Administrateur. Le candidat qui recueillera le plus grand nombre de voix sera nommé Administrateur représentant les salariés actionnaire pour une durée de quatre ans expirant à l'issue de l'Assemblée Générale Ordinaire qui sera appelée à statuer en 2021 sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

À l'issue du vote de ces résolutions, le Conseil d'Administration serait composé de 19 membres dont 8 indépendants, 9 femmes et 4 non français :

- huit indépendants, soit 53% (pourcentage calculé conformément au Code Afep-Medef qui déduit les Administrateurs représentant les salariés et les salariés actionnaires pour le calcul du pourcentage d'Administrateurs indépendants) ;
- neuf femmes, soit 56% (pourcentage calculé conformément à la loi qui déduit les Administrateurs représentant les salariés qui ne sont pas élus par l'Assemblée Générale pour le calcul de la proportion de femmes et d'hommes) ;
- quatre Administrateurs non français, soit 21%.

4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE

Aux Actionnaires,

En notre qualité de commissaires aux comptes de la société ENGIE et en application des dispositions de l'article L. 225-235 du Code de commerce, nous vous présentons notre rapport sur le rapport établi par le président de votre société conformément aux dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce au titre de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

Il appartient au président d'établir et de soumettre à l'approbation du conseil d'administration un rapport rendant compte des procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place au sein de la société et donnant les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce relatives notamment au dispositif en matière de gouvernement d'entreprise.

Il nous appartient :

- de vous communiquer les observations qu'appellent de notre part les informations contenues dans le rapport du président, concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière, et
- d'attester que ce rapport comporte les autres informations requises par l'article L. 225-37 du Code de commerce, étant précisé qu'il ne nous appartient pas de vérifier la sincérité de ces autres informations.

Nous avons effectué nos travaux conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France.

Informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière.

Les normes d'exercice professionnel requièrent la mise en œuvre de diligences destinées à apprécier la sincérité des informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du président. Ces diligences consistent notamment à :

- prendre connaissance des procédures de contrôle interne et de gestion des risques relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière sous-tendant les informations présentées dans le rapport du président ainsi que de la documentation existante ;
- prendre connaissance des travaux ayant permis d'élaborer ces informations et de la documentation existante ;
- déterminer si les déficiences majeures du contrôle interne relatif à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière que nous aurions relevées dans le cadre de notre mission font l'objet d'une information appropriée dans le rapport du président.

Sur la base de ces travaux, nous n'avons pas d'observation à formuler sur les informations concernant les procédures de contrôle interne et de gestion des risques de la société relatives à l'élaboration et au traitement de l'information comptable et financière contenues dans le rapport du président du conseil d'administration, établi en application des dispositions de l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Autres informations

Nous attestons que le rapport du président du conseil d'administration comporte les autres informations requises à l'article L. 225-37 du Code de commerce.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 10 mars 2017

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES	ERNST & YOUNG et Autres
Véronique Laurent	Pascal Macioce

4.4 Direction Générale

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé la dissociation des fonctions de Président du Conseil d'Administration et de Directeur Général ; il a nommé Gérard Mestrallet en qualité de Président du Conseil et Isabelle Kocher en qualité de Directeur Général.

Depuis cette date, 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 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. 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 du Conseil (voir Section 4.1.3.1 «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.

A la date du présent document, le Comex est composé des 12 membres suivants, cinq nationalités étant représentées :

le Directeur Général : Isabelle Kocher

les Directeurs Généraux Adjoints :

Paulo Almirante, en charge de la Responsabilité Environnementale et Sociétale Groupe *et de la supervision des BUs Génération Europe ; Brésil ; Europe du Nord, du Sud et de l'Est ; Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale, et Turquie*

Franck Bruel, *en charge de la supervision de la BU France BtoB*

Ana Busto, en charge de la Communication et de la Marque

Pierre Chareyre, en charge de la présidence du Comité des Risques Marché Energie *et de la supervision des BUs Global Energy Management, GNL, Exploration & Production International et Amérique Latine*

Pierre Deheunynck, en charge de Ressources Humaines Groupe, de la Sûreté et de l'Immobilier Groupe et de la supervision du centre de services partagés du Groupe « Global Business Services »

Judith Hartmann, en charge des Finances et *de la supervision des BUs Royaume-Uni et Amérique du Nord*

Didier Holleaux, en charge du *Sourcing* Stratégique & Achats, des Projets Industriels et du Développement Nucléaire, *et de la supervision des BUs Elengy, GRDF, GRTgaz, Storengy, Asie-Pacifique, Chine et GTT*

Shankar Krishnamoorthy, en charge des métiers du Groupe, de la Direction de la stratégie Groupe, du *Business Development Oversight et de la supervision de la BU Tractebel*

Yves Le Gélard, en charge du Digital et des Systèmes d'Information Groupe

Thierry Lepercq, en charge de la Recherche & Technologie et de l'Innovation

Pierre Mongin, Secrétaire Général du Groupe, également en charge de la coordination de la Sûreté nucléaire *et de la supervision des BUs Afrique, Benelux, France Réseaux, France Renouvelables et France BtoC.*

En charge des activités opérationnelles, le Comité de Direction Opérationnel, dénommé ENGIE 50, réunit les Directeurs Généraux Adjoints, les CEO des 24 BUs, les directeurs des 5 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.

4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service

4.5.1 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés

Aux actionnaires,

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 R225-31 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 R225-31 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

A.1 Conventions et engagements autorisés 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 suivant qui ont fait l'objet de l'autorisation préalable de votre conseil d'administration.

Avec Mme Kocher, administrateur et directeur général d'ENGIE à compter du 3 mai 2016

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé M^me^ Kocher directeur général a décidé à l'unanimité, à l'exception de M^me^ Kocher qui s'est abstenue de prendre part au vote, de reconduire les décisions qu'il avait prises lors de sa séance du 10 mars 2016 en matière de régimes de retraites supplémentaires et de régimes collectifs de prévoyance et frais de santé, lorsque M^me^ Kocher était directeur général délégué en charge des opérations.

A.1.1 Nature, objet, modalités et motifs : Maintien du bénéfice des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations définies des cadres dirigeants pour la période antérieure à la suspension de son contrat de travail

Les droits acquis par M^me^ Kocher au titre des régimes collectifs de retraite supplémentaire à prestations définies 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.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : 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.

A.1.2 Nature, objet, modalités et motifs : Maintien du régime de retraite supplémentaire à cotisations définies et des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé

- Maintien du régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé M^me^ Kocher directeur général a décidé de reconduire le système mis en place au bénéfice de M^me^ Kocher, lorsqu'elle était directeur général délégué, à savoir, un régime de retraite supplémentaire dit à cotisations définies 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 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 1^er^ mars 2017 a décidé dans ce cadre, de verser en 2017 un abondement de 406 762 euros au titre de l'exercice 2016.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : 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 M^me^ Kocher, tant dans le cadre de sa rémunération actuelle que de sa rémunération future, une couverture dédiée à la retraite correspondant à l'importance de ses responsabilités de dirigeant mandataire social. Cette politique aura 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.

- Maintien du bénéfice des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé

Le conseil d'administration du 3 mai 2016 a également décidé du maintien au bénéfice de Mme Kocher des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Votre conseil a motivé cette convention de la façon suivante : les dispositions envisagées permettent au groupe de faire bénéficier à son directeur général 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 de l'exercice écoulé

Nous avons par ailleurs été informés de l'exécution ou de la poursuite, au cours de l'exercice écoulé, par l'assemblée générale du 3 mai 2016, sur rapport spécial des commissaires aux comptes du 22 mars 2016.

B.1.1. Avec Mme Kocher, administrateur et directeur général délégué d'ENGIE jusqu'au 3 mai 2016

Nature, objet et modalités : Maintien du bénéfice des régimes collectifs de retraites supplémentaires à prestations définies

Le conseil d'administration du 16 mars 2015 avait décidé à la majorité des personnes ayant pris part au vote, du maintien au bénéfice de Mme Kocher, en sa qualité de directeur général délégué en charge des opérations, à compter du 1er janvier 2015, des régimes collectifs de retraites supplémentaires des cadres dirigeants dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu ; les droits de Mme Kocher avaient été placés, par anticipation, sous le régime de la loi pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques (loi Macron) qui a été votée par l'assemblée nationale le 6 août 2015.

Le conseil d'administration du 10 mars 2016 a décidé, compte tenu de la renonciation de Mme Kocher, de déclarer sans effet la décision du conseil d'administration du 16 mars 2015 de maintenir au-delà du 1er janvier 2015 le bénéfice des régimes collectifs de retraite supplémentaire des cadres dirigeants dont Mme Kocher bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu et a, en conséquence, constaté que les droits de Mme Kocher au titre desdits régimes de retraite supplémentaire seront gelés et préservés en date du 31 décembre 2014.

Comme indiqué dans la partie A du présent rapport, le conseil d'administration du 3 mai 2016, ayant nommé Mme Kocher directeur général, a décidé le maintien du bénéfice de ces régimes collectifs de retraite supplémentaire par la période antérieure à la suspension de son contrat de travail.

Nature, objet et modalités : Bénéfice d'un nouveau régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Lors de sa séance du 10 mars 2016, le conseil d'administration a décidé de mettre en place un nouveau système de retraite supplémentaire dit à cotisations définies, dont les principales caractéristiques sont résumées dans la partie A du présent rapport.

Le conseil d'administration a décidé dans ce cadre, de verser en 2016 un abondement de 366 091 euros au titre de l'exercice 2015.

Comme indiqué dans la partie A du présent rapport, le conseil d'administration du 3 mai 2016, ayant nommé Mme Kocher directeur général, a décidé le maintien de ce régime.

B.1.2. Avec la société SUEZ, anciennement Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 32,57 %)

Personnes concernées

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration de SUEZ et Mme Kocher, directeur général d'ENGIE et administrateur de SUEZ.

Nature, objet et modalités : Apport de l'intégralité du capital de la société Suez IP, propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié notamment à la marque SUEZ

Le conseil d'administration du 16 décembre 2015 a préalablement autorisé à l'unanimité, à l'exception de M. Mestrallet et de Mme Kocher qui n'ont pris part ni aux débats ni au vote, la conclusion du contrat d'apport à Suez Environnement Company, devenue depuis SUEZ, de l'intégralité des actions de la société Suez IP, qui est propriétaire d'un ensemble de droits de propriété intellectuelle lié essentiellement à la marque SUEZ.

Les principaux termes et conditions de cette opération, définis dans le contrat d'apport, sont les suivants :

i. l'apport par ENGIE à Suez Environnement Company de l'intégralité des actions qu'elle détient dans la société Suez IP, représentant 100 % du capital de cette dernière ;

ii. une valorisation de l'apport de 100 % du capital de la société Suez IP pour M€ 30 ;

iii. une rémunération de cet apport par l'émission de 1.757.778 actions ordinaires nouvelles de Suez Environnement Company, représentant environ 0,3 % du capital et des droits de vote de Suez Environnement Company.

Cette opération a mis fin, par son approbation, au contrat de licence de marque conclu en 2008 avec Suez Environnement Company, tel que modifié par avenant signé le 1er octobre 2013, qui prévoyait notamment le droit d'utiliser de manière non exclusive et à titre gratuit la marque « SUEZ » dans sa dénomination sociale, ainsi que dans certaines marques.

B.2. Conventions et engagements approuvés au cours d'exercices antérieurs

B.2.1. 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 déjà approuvés par l'assemblée générale au cours d'exercices antérieurs, s'est poursuivie au cours de l'exercice écoulé.

B.2.1.1. Avec Mme Kocher, administrateur et directeur général délégué d'ENGIE jusqu'au 3 mai 2016

Nature, objet et modalités : Régimes collectifs de prévoyance et frais de santé

Le conseil d'administration du 16 mars 2015 a décidé à l'unanimité, à l'exception de Mme Kocher qui n'a pris part ni aux débats ni au vote, du maintien au bénéfice de Mme Kocher en sa qualité de directeur général délégué en charge des opérations, à compter du 1er janvier 2015, des régimes collectifs de prévoyance et de frais de santé dont elle bénéficiait avant que son contrat de travail ne soit suspendu.

Comme indiqué dans la partie A du présent rapport, le conseil d'administration du 3 mai 2016 ayant nommé Mme Kocher directeur général a décidé le maintien de ces régimes.

B.2.1.2. Avec la société SUEZ, anciennement Suez Environnement Company (détenue à hauteur de 32,57 %)

Personnes concernées

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration de SUEZ et M[me] Kocher, directeur général d'ENGIE et administrateur de SUEZ.

Nature, objet et modalités : Lignes directrices, accord de coopération industrielle et commerciale et accord relatif à la résolution des litiges argentins

Un contrat de coopération et de fonctions partagées avait été conclu entre Suez et Suez Environnement Company. Par ce contrat, Suez et Suez Environnement Company avaient convenu de poursuivre leur coopération principalement dans les domaines de la stratégie, de la comptabilité, du contrôle interne, de l'audit et des risques, de la finance, de la politique fiscale, des services informatiques et de la communication, étant précisé que l'ensemble des droits et obligations de Suez au titre du contrat avait été transféré à ENGIE, née de la fusion Gaz de France - Suez. La fin du pacte a entraîné également la résiliation de ce contrat à la même date.

Compte tenu du non-renouvellement du pacte et afin de prolonger les coopérations industrielles, commerciales et de services qui les lient, ENGIE et Suez Environnement Company ont annoncé le 23 janvier 2013 la conclusion d'un accord établissant les « Lignes directrices et orientations de coopération industrielle et commerciale entre ENGIE et Suez Environnement Company ».

Cet accord, signé le 17 janvier 2013, se nomme les « Lignes Directrices » et porte sur cinq domaines : la préférence réciproque pour les achats/ventes, le développement de synergies dans les activités industrielles, le développement d'offres commerciales communes, le partenariat dans la politique de développement durable, et la coordination commerciale en matière de marketing, d'innovation et de recherche et développement.

Le conseil d'administration, dans sa séance du 5 décembre 2012, a autorisé, à l'unanimité, la signature du projet de lignes directrices et des orientations de coopération industrielle et commerciale qui lui a été présenté. Cet accord a expiré le 22 juillet 2016 ; ENGIE et SUEZ poursuivent des coopérations dans les domaines industriels et commerciaux.

Dans le cadre de l'opération d'apport-distribution du Pôle Environnement de Suez, Suez et Suez Environnement Company avaient conclu un accord d'une durée de vingt ans portant sur le transfert économique, au profit de Suez Environnement Company, des droits et obligations liés aux participations détenues par Suez dans les sociétés argentines Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fé, s'y rapportant ou en découlant (les « Droits Argentins »).

Cette convention avait été préalablement autorisée par le conseil d'administration de Suez dans sa séance du 4 juin 2008 et signée le 5 juin 2008.

SUEZ a refacturé, en 2016, 1,7 million d'euros d'honoraires d'avocats et de conseils à ENGIE.

B.2.2. 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.

B.2.2.1. Avec des sociétés du groupe ENGIE, membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration d'ENGIE Energie Services.

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 l'adhésion de Suez à ce G.I.E.

Il a, en outre, 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 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 2016.

B.2.2.2. Avec des sociétés du groupe ENGIE, non membres du G.I.E. ENGIE Alliance

Personne concernée

M. Mestrallet, président du conseil d'administration d'ENGIE et président du conseil d'administration d'Electrabel.

Nature, objet et modalités : Elargissement des activités du G.I.E. ENGIE Alliance

Dans sa séance du 9 mars 2005, le conseil d'administration de Suez a expressément autorisé l'élargissement des activités du G.I.E. ENGIE Alliance aux filiales de Suez les plus significatives non membres du G.I.E. ENGIE Alliance, afin de faciliter leurs financements.

En sa qualité de société tête du groupe, ENGIE est le garant ultime à l'égard de ces filiales pour toute dette que l'une de celles-ci aurait à payer et qui dépasserait la quote-part de la société membre qui se porte garante.

Cette convention n'a pas eu d'effet sur l'exercice 2016.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 16 mars 2017

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES — Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres — Pascal Macioce

4.5.2 Transactions entre parties liées

Se référer à la Note 24 des Comptes Consolidés.

4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction

À la connaissance d'ENGIE, il n'existe pas de contrat de service liant les membres des organes d'administration ou de direction à la Société ou à l'une quelconque de ses filiales, prévoyant l'octroi d'avantages au terme d'un tel contrat.

4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction

Ce chapitre a été établi avec le concours du Comité des Nominations et des Rémunérations.

4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux

La rémunération des dirigeants mandataires sociaux est décidée par le Conseil d'Administration sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations. Elle fait l'objet d'une présentation et d'un vote consultatif lors de l'Assemblée Générale annuelle des actionnaires (*say on pay*), conformément aux recommandations du Code Afep-Medef.

La politique de rémunération est revue annuellement par le Comité des Nominations et des Rémunérations 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 et des Rémunérations 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 quantitatifs 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.

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef en matière de politique de rémunération, la rémunération des dirigeants mandataires sociaux comprend :

- une part fixe *(voir Section 4.6.1.1)* ; ce montant fixe demeure inchangé sauf si le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, 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 4.6.1.2)* et
- une part incitative à long terme sous la forme d'Unités de Performance *(voir Section 4.6.1.3)*, soumise à conditions de performance.

La politique de rémunération applicable à compter du 1er janvier 2017 est mentionnée à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.1 Rémunération fixe

Rémunération fixe au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016

La rémunération fixe de Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, jusqu'au 3 mai 2016, est demeurée inchangée depuis 2009, soit 1 400 000 euros, pour une année complète, ramenée à 477 957 euros pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016.

Le contrat de travail suspendu de Gérard Mestrallet ayant été résilié à son initiative lors de sa reconduction dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012, celui-ci a sollicité la liquidation de ses droits à retraite et, à sa demande, le montant de ses droits à retraite du régime général de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse (CNAV) et des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC s'impute sur le montant versé par ENGIE de sorte que le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2016 par ENGIE à Gérard Mestrallet au titre de la période considérée a été de 446 875 euros, montant auquel s'ajoute le montant de sa retraite obligatoire de 31 082 euros, pour un total de 480 054 euros y compris l'avantage en nature de 2 097 euros.

La rémunération fixe d'Isabelle Kocher, Directeur Général Délégué, en charge des Opérations, jusqu'au 3 mai 2016, s'est élevée à 900 000 euros pour une année complète ramenée, pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016, à 307 258 euros à laquelle s'ajoute un avantage en nature de 2 052 euros pour la période considérée.

Rémunération fixe au titre de la période du 3 mai au 31 décembre 2016

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration à compter du 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

La rémunération fixe d'Isabelle Kocher, Directeur Général à compter du 3 mai 2016, s'est élevée à 1 000 000 euros pour une année complète, ramenée à 658 602 euros pour la période du 3 mai au 31 décembre 2016, auquel s'ajoute un avantage en nature de 3 960 euros pour la période considérée.

Rémunération fixe au titre de 2017

Il est renvoyé à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.2 Rémunération variable

Rémunération variable au titre de 2015

La structure de la rémunération variable versée en 2016 au titre de l'exercice 2015 s'est décomposée en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus ont été 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 quantitatifs pour 2015 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 25 février 2015.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été les suivants :

- pour Gérard Mestrallet : mise en œuvre de la stratégie du Groupe, incluant les actions pour faire progresser une politique énergétique européenne, poursuite de la mise en œuvre d'initiatives nouvelles

dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe, notamment dans le cadre de la COP21 et de la détermination de nouveaux objectifs pour la période 2016-2020 ; développement des politiques R&D et «Innovation & New Business» ; contribution à la réussite d'Isabelle Kocher en tant que COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'Administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif ;

- pour Isabelle Kocher : qualité de l'exécution des fonctions de COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) : autorité sur les branches, accélération de la transformation du Groupe et adaptation à la transformation énergétique ; adéquation de l'organisation future, qui sera proposée au Conseil d'Administration, à la stratégie du Groupe en lui donnant en particulier un caractère plus collectif et plus collaboratif.

Au titre de 2015, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet a été fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Isabelle Kocher, le pourcentage de rémunération variable cible était égal à 122% de sa rémunération fixe et plafonné à 141%.

Lors de sa séance du 24 février 2016, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a, compte tenu de ce qui précède, fixé le montant des rémunérations variables au titre de 2015 à 1 579 687 euros (1) pour Gérard Mestrallet et 981 156 euros (2) pour Isabelle Kocher.

Cependant, compte tenu du contexte économique difficile dans le secteur de l'énergie, les deux dirigeants mandataires sociaux ont renoncé à une proportion de leur rémunération variable au titre de 2015. Ainsi, les montants des parts variables versées au titre de l'exercice 2015 se sont élevées à 235 687 euros pour M. Gérard Mestrallet (après renonciation à 1 344 000 euros) et à 562 656 euros pour Mme Isabelle Kocher (après renonciation à 418 500 euros).

Rémunération variable au titre de 2016 pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016

Les Conseils d'Administration du 16 décembre 2015 et du 24 février 2016 ont décidé que la rémunération variable de Gérard Mestrallet et d'Isabelle Kocher au titre de l'exercice 2016 pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016 serait soumise aux mêmes paramètres qu'en 2015 *mutatis mutandis* et a constaté que les paramètres de renonciation qui prévalaient au titre de l'exercice 2015 resteraient inchangés *prorata temporis*. Ainsi, les critères de rémunération quantitatifs, leur pondération et les pourcentages de rémunération variable cible et maximum ont été reconduits *prorata temporis*.

S'agissant de la part variable au titre de la période concernée, la structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus ont été 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 quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été les suivants :

- pour Gérard Mestrallet : mise en œuvre de la stratégie du Groupe, incluant les actions pour faire progresser une politique énergétique européenne, poursuite de la mise en œuvre d'initiatives nouvelles dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe, et mise en application des nouveaux objectifs pour la période 2016-2020 ; développement des politiques R&D et «Innovation & New Business» ; contribution à la réussite d'Isabelle Kocher en tant que COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif ;
- pour Isabelle Kocher : qualité de l'exécution des fonctions de COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif.

Au titre de la période concernée, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet a été fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150% ; pour Isabelle Kocher, le pourcentage de rémunération variable cible était égal à 122% de sa rémunération fixe et plafonné à 141%.

Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (3),
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98% pour Gérard Mestrallet et à 97,50% pour Isabelle Kocher.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela conduit à déterminer le taux global de réussite à 96,03% pour Gérard Mestrallet et à 95,83% pour Isabelle Kocher.

Pour une année complète, les montants de parts variables au titre de l'exercice 2016 seraient donc de 1 747 746 euros pour Gérard Mestrallet et de 1 054 130 euros pour Isabelle Kocher.

Après application de l'effet de *prorata temporis*, les montants pour la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élèvent respectivement à 592 133 euros pour Gérard Mestrallet et 357 137 euros pour Isabelle Kocher.

Après la renonciation à 455 344 euros par Gérard Mestrallet et 141 787 euros par Isabelle Kocher, les montants des parts variables à verser au titre de la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élèvent à 136 789 euros pour Gérard Mestrallet et 215 350 euros pour Isabelle Kocher.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 83,33% ; ROCE (1/6) : 59,02% ; Free cash flow (1/6) : 116,60% ; Dette nette (1/6) : 106,33%. Au total, la partie variable au titre des éléments quantitatifs s'établit à 88,66% de 60%. Pour la partie qualitative (représentant 40% de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé que Gérard Mestrallet a atteint ses critères à hauteur de 84%.

(2) Les critères quantitatifs et les résultats atteints sont identiques à ceux présentés ci-dessus pour Gérard Mestrallet. Pour la partie qualitative (représentant 40% de la rémunération variable), le Conseil d'Administration a décidé qu'Isabelle Kocher a atteint ses critères à hauteur de 90%.

(3) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%.

Rémunération variable au titre de 2016 pour la période du 3 mai au 31 décembre 2016

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration à compter du 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

S'agissant de la part variable d'Isabelle Kocher, Directeur Général, au titre de la période concernée, le Conseil d'Administration a arrêté une rémunération variable cible (sur une base annuelle, à réduire *prorata temporis*) d'un montant de 700 000 euros correspondant à 70% de la rémunération de base et plafonnée à 840 000 euros soit 120% de la rémunération variable cible. La structure de cette rémunération variable se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%).

Pour la partie quantitative, les paramètres retenus ont été identiques à ceux prévalant pour la première partie de l'année, à savoir pour 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 quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016.

Pour la partie qualitative, les paramètres retenus ont été les suivants :

- Réorganisation interne. Après l'étape du 1er janvier avec la suppression des branches et la création des 24 BUs, et une réflexion sur l'optimisation des filières, s'attacher à compter du 4 mai, avec la nouvelle gouvernance, à la poursuite de la transition initiée afin de contribuer dans les meilleures conditions à l'atteinte des objectifs du Groupe en 2016 et, plus généralement, à l'efficacité globale au travers du programme *Lean 2018*. Isabelle Kocher sera particulièrement attentive à la cohésion d'ensemble de l'entreprise en insistant sur la communication interne à destination du management et des salariés ;
- Repositionnement stratégique dans le cadre de la transition énergétique. Mettre en œuvre le plan d'action à 3 ans approuvé par le Conseil, notamment la réalisation des cessions et des investissements dans les conditions de rentabilité fixées par le Groupe ; limiter l'impact des activités trop exposées aux prix de marché ; développer les activités régulées et contractées ; accélérer la réorientation des activités en difficulté économique ; affirmer le rôle du solaire dans le nouveau mix énergétique du Groupe ;
- Innovation et digitalisation. S'agissant de la recherche des nouvelles activités innovantes, veiller à la mise en place des *key programmes* pour préparer les activités de demain, complétés par la politique d'incubation et d'acquisition de *start-ups* innovantes dans les métiers du Groupe ; développer et faire déployer les solutions digitales et
- Responsabilité sociale, sociétale et environnementale. Mettre en œuvre des initiatives permettant au Groupe d'évoluer en ligne avec les nouveaux objectifs extra-financiers 2016-2020. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, porter une attention particulière aux ratings extra-financiers, à la réputation du Groupe et à la mise en œuvre de cette démarche au travers de la pleine appropriation par l'ensemble des BUs.

Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a :

- constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (1) ;
- établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98,75% pour Isabelle Kocher.

Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela conduit à déterminer le *taux global* de réussite à 96,33% pour Isabelle Kocher.

Pour une année complète le montant de la part variable au titre de l'exercice 2016 serait donc 674 282 euros pour Isabelle Kocher.

Après application de l'effet de *prorata temporis*, le montant de la part variable pour la période allant du 4 mai au 31 décembre 2016 (soit 242 jours sur 366) s'élève à 445 837 euros.

Rémunération variable au titre de 2017

Il est renvoyé à la Section 4.6.1.9.

4.6.1.3 Rémunération incitative à long terme (Unités de Performance)

Le Comité des Nominations et des Rémunérations, 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 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 et des Rémunérations a proposé au Conseil d'Administration un plan d'incitation à long terme au titre de l'exercice 2016 sous la forme d'Unités de Performance («UP») comportant des caractéristiques similaires aux plans au titre des exercices 2013, 2014 et 2015.

Unités de Performance au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 24 février 2016 a décidé d'attribuer au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016, 50 000 Unités de Performance (soit 1/3 de 150 000) à Gérard Mestrallet et 33 333 Unités de Performance (soit 1/3 de 100 000) à Isabelle Kocher, réduites à 20 373 Unités de Performance après renonciation par Isabelle Kocher à 12 960 Unités de Performance.

Ces UP sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- Les UP sont définitivement acquises en mars 2020, le bénéficiaire ayant ensuite trois ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%.

- L'acquisition finale dépend d'une triple condition de performance, chaque condition comptant pour un tiers [1].

  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.
- 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 montant net versé, jusqu'à l'obtention de l'objectif de détention (soit 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 [2], invalidité (2e ou 3e catégorie prévues à l'article L. 341 4 du Code de la Sécurité sociale française) ;
  - en cas de décès :
  - les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies,
  - 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 la période du 1er janvier au 3 mai 2016 a été valorisée à 7,73 euros par unité.

Unités de Performance au titre de la période du 3 mai au 31 décembre 2016

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé d'attribuer au titre de la période du 3 mai au 31 décembre 2016 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher sur une base annuelle ramenées à 79 344 Unités de Performance pour la période considérée, soumises aux mêmes conditions et paramètres que celles attribuées pour la première partie de l'année.

Unités de Performance au titre de l'exercice 2017

Gérard Mestrallet n'a perçu aucune Unité de Performance au titre de l'exercice 2017.

Sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration du 1er mars 2017 a décidé d'attribuer, au titre de l'exercice 2017, 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher.

Les Unités de Performance sont soumises aux conditions et paramètres suivants :

- L'attribution prend effet le 1er mars 2017, les Unités de Performance étant définitivement acquises le 15 mars 2021, 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 [3].

  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.

(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 2018 et 2019 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT examiné par le Conseil d'Administration (au pro forma) :
- RNRPG 2018+2019 < 90% RNRPG cible 2018+2019 : taux de réussite de 0%,
- RNRPG 2018+2019 = 90% RNRPG cible 2018+2019 : taux de réussite de 33%,
- RNRPG 2018+2019 > 90% RNRPG cible 2018+2019 et < RNRPG cible 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%,
- RNRPG 2018+2019 ≥ RNRPG cible 2018+2019 : taux de réussite de 100% ;
(b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT examiné au Conseil d'administration (au pro forma) :
- ROCE 2018+2019 < 90% ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 0%,
- ROCE 2018+2019 = 90% ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 33%,
- ROCE 2018+2019 > 90% ROCE cible 2018+2019 et < ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%,
- ROCE 2018+2019 ≥ ROCE cible 2018+2019 : taux de réussite de 100% ;
(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, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola et Gas Natural (ci-après le «Panel»), chacune de ces sociétés recevant une pondération identique :
- TSR ENGIE ≤ 90% TSR du Panel : taux de réussite = 0%,
- TSR ENGIE = 100% TSR du Panel : taux de réussite = 70%,
- TSR ENGIE ≥ 103% TSR du Panel : taux de réussite = 100% ;
Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire.

(2) Y compris une fin de mandat liée à l'atteinte de la limite d'âge fixée par les statuts de la Société.

(3) (a) une condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au RNRPG cible fixé dans le PAMT qui sera présenté au Conseil d'Administration en début 2018 (au pro forma) :
- RNRPG 2019+2020 ≤ 80% RNRPG cible 2019+2020 : taux de réussite de 0%,
- RNRPG 2019+2020≥ RNRPG cible 2018+2019 : taux de réussite de 100%,
- taux de réussite progressif et linéaire entre les deux bornes :
(b) une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2019 et 2020 par rapport au ROCE cible fixé dans le PAMT qui sera présenté au Conseil d'Administration en début 2018 (au pro forma) :
- ROCE 2019+2020 ≤ 80% ROCE cible 2019+2020 : taux de réussite de 0%.
- ROCE 2019+2020 ≥ ROCE cible 2019+2020 : taux de réussite de 100%.
- taux de réussite progressif et linéaire entre les deux bornes ;
(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, E.ON, Uniper, RWE, Innogy, ENEL, Iberdrola et Gas Natural (ci-après le «Panel») :
- TSR ENGIE ≤ 80% TSR du Panel : taux de réussite = 0%,
- TSR ENGIE ≥ 100% TSR du Panel : taux de réussite = 100%,
- taux de réussite progressif et linéaire entre les deux bornes.

Par rapport au panel retenu l'année précédente, Innogy et Uniper ont été ajoutées afin de prendre en compte les restructurations engagées par les acteurs allemands. 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.

- En cas d'exercice, l'Unité de Performance 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'Actions 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, invalidité (2e ou 3e catégorie prévues à l'article L. 341-4 du Code de la Sécurité sociale française),
  - en cas de décès,
  - les conditions de performance seraient réputées intégralement remplies,
  - la succession disposerait d'un délai de six mois à partir de la date de décès pour exercer les Unités de Performance ; 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.

4.6.1.4 Régime de retraite

Gérard Mestrallet 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 dès lors 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 décrits 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).

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.

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 patronales déplafonnées selon les règles en vigueur. Au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016, cet abondement est de 130 652 euros.

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 la période du 3 mai au 31 décembre 2016, cet abondement est de 276 110 euros.

4.6.1.5 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 *Président-Directeur Général jusqu'au 3 mai 2016 puis Président du Conseil*	Non	voir 4.6.1.4	Non	Non
Isabelle Kocher *Directeur Général Délégué jusqu'au 3 mai 2016 puis Directeur Général*	Oui (suspendu)	voir 4.6.1.4	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 3/5 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.

4.6.1.6 Récapitulatif des rémunérations de chaque dirigeant mandataire social

	2016		2015	
(en euros)	Montants dus au titre de 2016	Montants versés en 2016	Montants dus au titre de 2015	Montants versés en 2015
Gérard Mestrallet *Président-Directeur Général (jusqu'au 3 mai 2016)*				
Rémunération fixe	477 957	477 957	1 400 000	1 400 000
Rémunération variable	136 789	235 687	235 687	379 830
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	2 097	2 097	4 533	4 533
TOTAL	**616 843**	**715 741**	**1 640 220**	**1 784 363**

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration à compter du 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée. S'agissant de ses droits en matière de retraite, ils sont mentionnés à la Section 4.6.1.4.

	2016		2015	
(en euros)	Montants dus au titre de 2016	Montants versés en 2016	Montants dus au titre de 2015	Montants versés en 2015
Isabelle Kocher *Directeur Général Délégué (jusqu'au 3 mai 2016)*				
Rémunération fixe	307 258	307 258	900 000	900 000
Rémunération variable	215 350	562 656	562 656	690 000
Abondement dédié à la retraite	130 652	366 091	366 091	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	2 052	2 052	1 708	1 708
TOTAL	**655 312**	**1 238 057**	**1 830 455**	**1 591 708**

	2016		2015	
(en euros)	Montants dus au titre de 2016	Montants versés en 2016	Montants dus au titre de 2015	Montants versés en 2015
Isabelle Kocher *Directeur Général (depuis le 3 mai 2016)*				
Rémunération fixe	658 602	658 602	0	0
Rémunération variable	445 837		0	0
Abondement dédié à la retraite	276 110		0	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	3 960	3 960	0	0
TOTAL	**1 384 509**	**662 562**	**0**	**0**

	2016		2015	
(en euros)	Montants dus au titre de 2016	Montants versés en 2016	Montants dus au titre de 2015	Montants versés en 2015
Isabelle Kocher				
Total exercice 2016 Directeur Général Délégué puis Directeur Général				
Rémunération fixe	965 860	965 860	900 000	900 000
Rémunération variable	661 187	562 656	562 656	690 000
Abondement dédié à la retraite	406 762	366 091	366 091	0
Rémunération exceptionnelle	0	0	0	0
Jetons de présence	0	0	0	0
Avantages en nature	6 012	6 012	1 708	1 708
TOTAL	**2 039 821**	**1 900 619**	**1 830 455**	**1 591 708**

4.6.1.7 Synthèse des éléments de rémunération de chaque dirigeant mandataire social

(en euros)	2016	2015
Gérard Mestrallet		
Président-Directeur Général (jusqu'au 3 mai 2016)		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	616 843	1 640 220
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	386 500	1 453 500
TOTAL	**1 003 343**	**3 093 720**

Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration à compter du 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période considérée.

(en euros)	2016	2015
Isabelle Kocher		
Directeur Général Délégué (jusqu'au 3 mai 2016)		
Rémunérations dues au titre de la période considérée (détaillées au tableau précédent)	655 312	1 830 455
Valorisation des Options attribuées au titre de la période considérée	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de la période considérée	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de la période considérée	157 483	592 262
TOTAL	**812 795**	**2 422 717**

(en euros)	2016	2015
Isabelle Kocher		
Directeur Général (depuis le 3 mai 2016)		
Rémunérations dues au titre de la période considérée (détaillées au tableau précédent)	1 384 509	0
Valorisation des Options attribuées au titre de la période considérée	0	0
Valorisation des Actions de Performance attribuées au titre de la période considérée	0	0
Valorisation des Unités de Performance attribuées au titre de la période considérée	613 329	0
TOTAL	**1 997 838**	**0**

(en euros)	2016	2015
Isabelle Kocher		
Total exercice 2016 Directeur Général Délégué puis Directeur Général		
Rémunérations dues au titre de l'exercice (détaillées au tableau précédent)	2 039 821	1 830 455
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	770 812	592 262
TOTAL	**2 810 633**	**2 422 717**

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 et de 7,73 euros au titre de 2016.

Cette valorisation est théorique, dans la mesure où l'acquisition effective des Unités de Performance (trois années après leur attribution) dépend de la réalisation de conditions de performance strictes et exigeantes. Ainsi les 87 000 Actions de Performance attribuées à Gérard Mestrallet au titre de 2010 avaient été à l'époque de leur attribution valorisées à 1 706 070 euros ; en réalité seules 12 711 Actions de Performance ont été acquises par Gérard Mestrallet en mars 2014, pour une valeur de 240 937 euros.

4.6.1.8 Éléments de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2016 à chaque dirigeant mandataire social de la Société, soumis à l'avis des actionnaires

Conformément aux recommandations du Code Afep-Medef (article 26.1), code auquel la Société se réfère en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce, les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée à chaque dirigeant mandataire social au titre de l'exercice clos sont soumis à l'avis des actionnaires :

- la part fixe ;
- la part variable annuelle avec les critères de performance destinés à déterminer son montant ;
- les rémunérations exceptionnelles ;
- les options d'actions, les Actions de Performance et les plans de rémunérations variables pluriannuelles avec les critères de performance destinés à déterminer ces éléments de rémunération ;
- les indemnités liées à la prise ou à la cessation des fonctions ;
- le régime de retraite supplémentaire ;
- les avantages de toute nature.

En conséquence, il sera proposé à l'Assemblée Générale du 12 mai 2017 d'émettre un avis sur les éléments suivants de la rémunération due ou attribuée au titre de l'exercice 2016 à :

- Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, du 1er janvier au 3 mai 2016 ;
- Isabelle Kocher, Directeur Général Délégué, du 1er janvier au 3 mai 2016 ;
- Isabelle Kocher, Directeur Général, du 3 mai au 31 décembre 2016.

Il est rappelé que Gérard Mestrallet, Président du Conseil d'Administration à compter du 3 mai 2016, n'a pas perçu de rémunération au titre de ses fonctions pour la période du 3 mai au 31 décembre 2016.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE LA PÉRIODE DU 1ER JANVIER AU 3 MAI 2016 À MONSIEUR GÉRARD MESTRALLET, PRÉSIDENT-DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	477 957 €	La rémunération fixe de Gérard Mestrallet, Président-Directeur Général, jusqu'au 3 mai 2016, est demeurée inchangée depuis 2009, soit 1 400 000 euros, pour une année complète, ramenée à 477 957 euros pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016. Le contrat de travail suspendu de Gérard Mestrallet ayant été résilié à son initiative lors de sa reconduction dans ses fonctions de Président-Directeur Général le 23 avril 2012, celui-ci a sollicité la liquidation de ses droits à retraite et, à sa demande, le montant de ses droits à retraite du régime général de la Caisse Nationale d'Assurance Vieillesse (CNAV) et des régimes obligatoires ARRCO et AGIRC s'impute sur le montant versé par ENGIE de sorte que le total de la rémunération fixe effectivement versée en 2016 par ENGIE à Gérard Mestrallet au titre de la période considérée a été de 446 875 euros, montant auquel s'ajoute le montant de sa retraite obligatoire (31 082 euros), pour un total de 477 957 euros.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération variable	136 789 €	La structure de la rémunération variable de Gérard Mestrallet au titre de la période considérée versée en 2017 se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour la moitié le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont : mise en œuvre de la stratégie du Groupe, incluant les actions pour faire progresser une politique énergétique européenne, poursuite de la mise en œuvre d'initiatives nouvelles dans le domaine de la responsabilité sociale et environnementale du Groupe, et mise en application des nouveaux objectifs pour la période 2016-2020 ; développement des politiques R&D et «Innovation & New Business» ; contribution à la réussite d'Isabelle Kocher en tant que COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif. Au titre de 2016, le pourcentage de rémunération variable cible de Gérard Mestrallet est fixé à 130% de sa rémunération fixe et plafonné à 150%. Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a : • constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (1), • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98%. Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela a conduit à déterminer le taux global de réussite à 96,03% pour Gérard Mestrallet. Pour une année complète, le montant de la part variable au titre de l'exercice 2016 serait donc de 1 747 746 euros. Après application de l'effet de *prorata temporis*, le montant de la part variable pour la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élèverait à 592 133 euros. Après la renonciation à 455 344 euros par Gérard Mestrallet, le montant de la part variable à verser au titre de la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élève à 136 789 euros.
Abondement dédié à la retraite	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucun abondement dédié à la retraite.
Rémunération variable pluriannuelle	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune rémunération variable pluriannuelle.
Jetons de présence	Néant	Gérard Mestrallet ne perçoit pas de jetons de présence.
Rémunération exceptionnelle	Néant	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune rémunération exceptionnelle.
Attribution de stock-options, d'Actions de Performance ou d'autre élément de rémunération de long terme	Valorisation (2) 386 500 €	Le Conseil d'Administration du 24 février 2016 a décidé d'attribuer 50 000 Unités de Performance (soit 1/3 de 150 000) à Gérard Mestrallet au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016. Les Unités de Performance sont définitivement acquises en mars 2020, le bénéficiaire ayant ensuite 3 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 : • RNRPG pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au RNRPG cible du PAMT examiné par le Conseil (au *pro forma*) ; • ROCE pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au ROCE cible du PAMT examiné par le Conseil (au *pro forma*) ; • TSR (*Total Shareholder Return* : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR d'un panel de référence composé de EDF, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola et Gas Natural. Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions. 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	Gérard Mestrallet ne bénéficie d'aucune indemnité de prise ou de cessation de fonctions.

(1) Pour la partie quantitative représentant 60 % de la rémunération variable, les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90 % ; ROCE (1/6) : 101,61 % ; Free cash flow (1/6) : 120 % ; Dette nette (1/6) : 76,66 %.

(2) Cf. note sur cette valorisation théorique à la Section 4.6.1.7.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Régime de retraite supplémentaire	Aucun versement	Gérard Mestrallet 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 dès lors son contrat de travail, suspendu automatiquement lorsqu'il est devenu dirigeant mandataire social, a été résilié à son initiative, conformément au Code Afep-Medef. Gérard Mestrallet 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 décrits 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*. 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 3 mai 2016, date de la cessation de ses fonctions de Directeur Général, s'élève à 831 641 euros par an 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).
Avantages de toute nature	2 097 €	Gérard Mestrallet bénéficie d'un véhicule de fonction.

4

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE LA PÉRIODE DU 1ER JANVIER AU 3 MAI 2016 À MADAME ISABELLE KOCHER, DIRECTEUR GÉNÉRAL DÉLÉGUÉ EN CHARGE DES OPERATIONS

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	307 258 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher a été fixée à 900 000 € pour une année complète ramenée, pour la période du 1er janvier au 3 mai 2016, à 307 258 euros.
Rémunération variable	215 350 €	La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de la période considérée versée en 2017 se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour la moitié le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) par action et pour l'autre moitié le free cash flow, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont : qualité de l'exécution des fonctions de COO (Directeur Général Délégué, en charge des Opérations) ; mise en œuvre de la nouvelle organisation en vigueur depuis le 1er janvier 2016 conformément à la stratégie du Groupe en mettant en particulier l'accent sur le caractère collectif et collaboratif. Au titre de la période considérée, le pourcentage de rémunération variable cible d'Isabelle Kocher a été fixé à 122% de sa rémunération fixe et plafonné à 141%. Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a : • constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71% (1) • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 97,50% pour Isabelle Kocher. Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela conduit à déterminer le taux global de réussite à 95,83%. Pour une année complète, le montant de la part variable au titre de l'exercice 2016 serait donc de 1 054 130 euros. Après application de l'effet de *prorata temporis*, le montant pour la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élève à 357 137 euros. Après la renonciation à 141 787 euros par Isabelle Kocher, le montant de la part variable à verser au titre de la période allant du 1er janvier 2016 au 3 mai 2016 inclus s'élève à 215 350 euros pour Isabelle Kocher.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Abondement dédié à la retraite	130 652 €	Compte tenu de la renonciation par Isabelle Kocher à se prévaloir des régimes collectifs de retraite supplémentaire à compter du 1er janvier 2015, date de la suspension de son contrat de travail, le Conseil d'Administration a décidé, lors de sa séance du 10 mars 2016, 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 130 652 euros au titre de la période considérée.
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) : 157 483 €	Le Conseil d'Administration du 24 février a décidé d'attribuer au titre de la période du 1er janvier au 3 mai 2016 33 333 Unités de Performance (soit 1/3 de 100 000) à Isabelle Kocher, réduites à 20 373 Unités de Performance après renonciation par Isabelle Kocher à 12 960 Unités de Performance Les Unités de Performance sont définitivement acquises en mars 2020, le bénéficiaire ayant ensuite 3 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 : • RNRPG pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au RNRPG cible du PAMT examiné par le Conseil (au *pro forma*) ; • ROCE pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au ROCE cible du PAMT examiné par le Conseil (au *pro forma*) ; • TSR (Total Shareholder Return : performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR d'un panel de référence composé de EDF, E.ON, RWE, ENEL, Iberdrola et Gas Natural. Un taux de réussite (de 0% à 100%) sera calculé pour chaque condition et un taux global établi par le biais d'une moyenne arithmétique des trois conditions. 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. La recommandation de l'article 22 du Code Afep-Medef visant à mettre fin au contrat de travail d'un salarié lorsqu'il devient dirigeant mandataire social ne s'applique pas aux directeurs généraux délégués. Le contrat de travail suspendu d'Isabelle Kocher 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 3/5 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. 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 4.6.1.7.

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 un 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 social 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 4 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 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 5 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 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	2 052 €	Isabelle Kocher bénéficie d'un véhicule de fonction.

ÉLÉMENTS DE LA RÉMUNÉRATION DUE OU ATTRIBUÉE AU TITRE DE LA PÉRIODE DU 3 MAI AU 31 DÉCEMBRE 2016 À MADAME ISABELLE KOCHER, DIRECTEUR GÉNÉRAL

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Rémunération fixe	658 602 €	La rémunération fixe d'Isabelle Kocher a été fixée à 1 000 000 € pour une année complète ramenée, pour la période du 3 mai au 31 décembre 2016, à 658 602 euros.
Rémunération variable	445 837 €	La structure de la rémunération variable d'Isabelle Kocher au titre de la période considéré versée en 2017 se décompose en deux parties : une partie quantitative (60%) et une partie qualitative (40%). Pour la partie quantitative, les paramètres retenus sont pour la moitié le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) par action et pour l'autre moitié le *free cash flow*, la Rentabilité des capitaux investis (ROCE) et la dette nette (chacun pour un sixième). Les objectifs cibles quantitatifs pour 2016 ont été calés par rapport au budget prévisionnel du Groupe tel qu'il avait été présenté au Conseil d'Administration du 24 février 2016. Pour la partie qualitative, les paramètres retenus sont : *Réorganisation interne.* Après l'étape du 1er janvier avec la suppression des branches et la création des 24 BUs, et une réflexion sur l'optimisation des filières, s'attacher à compter du 4 mai, avec la nouvelle gouvernance, à la poursuite de la transition initiée afin de contribuer dans les meilleures conditions à l'atteinte des objectifs du Groupe en 2016 et, plus généralement, à l'efficacité globale au travers du programme *Lean 2018*. Isabelle Kocher sera particulièrement attentive à la cohésion d'ensemble de l'entreprise en insistant sur la communication interne à destination du management et des salariés. *Repositionnement stratégique dans le cadre de la transition énergétique.* Mettre en œuvre le plan d'action à 3 ans approuvé par le Conseil, notamment la réalisation des cessions et des investissements dans les conditions de rentabilité fixées par le Groupe ; limiter l'impact des activités trop exposées aux prix de marché ; développer les activités régulées et contractées ; accélérer la réorientation des activités en difficulté économique ; Affirmer le rôle du solaire dans le nouveau mix énergétique du Groupe. *Innovation et digitalisation.* S'agissant de la recherche des nouvelles activités innovantes, veiller à la mise en place des *key programmes* pour préparer les activités de demain, complétés par la politique d'incubation et d'acquisition de *start-ups* innovantes dans les métiers du Groupe ; développer et faire déployer les solutions digitales. *Responsabilité sociale, sociétale et environnementale.* Mettre en œuvre des initiatives permettant au Groupe d'évoluer en ligne avec les nouveaux objectifs extra-financiers 2016-2020. Dans le cadre d'une démarche de progrès continu, porter une attention particulière aux ratings extra-financiers, à la réputation du Groupe et à la mise en œuvre de cette démarche au travers de la pleine appropriation par l'ensemble des BU. Au titre de la période concernée, la rémunération variable cible d'Isabelle Kocher est d'un montant de 700 000 EUR pour une année complète correspondant à 70% de la rémunération de base et est plafonnée à 840 000 EUR soit 120% de la rémunération variable cible. Lors de sa séance du 1er mars 2017, le Conseil d'Administration, sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, a : • constaté que le taux de réussite des critères quantitatifs s'élève à 94,71%, • établi le taux de réussite des critères qualitatifs à 98,75% pour Isabelle Kocher. Compte tenu des pondérations respectives des critères quantitatifs (60%) et qualitatifs (40%), cela conduit à déterminer le taux global de réussite à 96,33% pour Isabelle Kocher (1). Pour une année complète le montant de la part variable au titre de l'exercice 2016 serait donc de 674 282 euros pour Isabelle Kocher. Après application de l'effet de *prorata temporis*, le montant de la part variable pour la période allant du 4 mai au 31 décembre 2016 (soit 242 jours sur 366) s'élève à 445 837 euros.

(1) Pour la partie quantitative (représentant 60% de la rémunération variable), les résultats atteints sont les suivants : RNRPG par action (1/2) : 90% ; ROCE (1/6) : 101,61% ; Free cash flow (1/6) : 120% ; Dette nette (1/6) : 76,66%.

Éléments de rémunération	Montants	Commentaires
Abondement dédié à la retraite	276 110 €	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 la période considérée, cet abondement est de 276 110 euros.
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) : 613 329 €	Le Conseil d'Administration du 3 mai 2016 a décidé d'attribuer au titre de la période du 3 mai au 31 décembre 2016 120 000 Unités de Performance à Isabelle Kocher sur une base annuelle, ramenées à 79 344 Unités de Performance pour la période considérée, soumises aux mêmes conditions et paramètres que celles attribuées pour la première partie de l'année. 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 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 3/5 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 4.6.1.7.

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 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 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	3 960 €	Isabelle Kocher bénéficie d'un véhicule de fonction.

4.6.1.9 Rapport du Conseil établi en application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce et portant sur les principes et les 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

Sur proposition du Comité des Nominations et des Rémunérations, le Conseil d'Administration a, lors de sa séance du 1er mars 2017, arrêté la politique de rémunération suivante pour le Directeur Général. Cette politique est applicable à compter du 1er janvier 2017 et s'inscrit dans la continuité de la politique en vigueur en 2016 et dans le cadre des recommandations du Code Afep-Medef auquel la Société se réfère en application de l'article L. 225-37 du Code de commerce. Elle sera soumise à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des Actionnaires qui se tiendra le 12 mai 2017, conformément à l'article L. 225-37-2 du Code de commerce introduit par la loi du 9 décembre 2016 relative à la transparence, à la lutte contre la corruption et à la modernisation de la vie économique, dite «*loi Sapin II*».

Cette politique, qui sera 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 critères 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'Actions 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 2017 sera conditionné à l'approbation de l'Assemblée Générale Ordinaire Annuelle des actionnaires qui se tiendra en 2018. Sont ainsi visés la part variable annuelle et l'abondement destiné à financer la retraite du Directeur Général au titre de 2017 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 conformes 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 2017 du Directeur Général, demeure inchangée et s'établit à 1 000 000 euros.

La rémunération variable cible qui sera versée en 2018 au titre de l'exercice 2017 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 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 prévisionnel du Groupe tel qu'il a été présenté au Conseil d'Administration du 1er mars 2017. Le Conseil d'administration du 1er mars 2017 a également arrêté et pondéré les objectifs qualitatifs au titre de 2017 et qui, dans la mesure où ils peuvent contenir des informations sensibles d'un point de vue stratégique, ne seront rendus publics qu'en 2018.

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 2017. Les Unités de Performance seront définitivement acquises le 15 mars 2021, le Directeur Général ayant ensuite 3 ans pour les exercer, les exercices fractionnés étant possibles. L'acquisition en 2021 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 2019 et 2020, une condition interne liée au ROCE pour les exercices 2019 et 2020 et une condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au *Total Shareholder Return* (TSR) (performance boursière, dividende réinvesti) d'un panel de référence. Les conditions internes sont calées par rapport aux objectifs fixés dans le PAMT.

Le panel de référence est composé de EDF, E.ON, Uniper, RWE, Innogy, ENEL, Iberdrola et Gas Natural. Par rapport au panel retenu en 2016, Innogy et Uniper ont été ajoutées afin de prendre en compte les restructurations engagées par les acteurs allemands. 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.

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. 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 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 3/5 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.

S'agissant du Président du Conseil, le Comité des Nominations et des Rémunérations a, lors de sa séance du 28 février 2017, souhaité recommander une rémunération de 350 000 euros pour l'exercice de la fonction de Président du Conseil par Gérard Mestrallet en 2017.

Toutefois, Gérard Mestrallet a fait savoir qu'il ne souhaite pas être rémunéré pour sa fonction de Président du Conseil qu'il exercera donc gracieusement.

Dans ces conditions, le Conseil d'Administration a exprimé, lors de sa séance du 1er mars 2017, le souhait que la Société verse 350 000 euros par an à la Fondation d'entreprise ENGIE.

4.6.2 Rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité de Direction et du Comité Exécutif)

La rémunération des dirigeants non-mandataires sociaux (membres du Comité de Direction jusqu'au 3 mai 2016 et 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.

La part variable versée en 2017 au titre de l'exercice 2016 a été déterminée pour 50% sur des critères économiques (RNRPG par action, ROCE, *free cash flow* et *operating expenses*), et pour 50% sur des critères qualitatifs.

TABLEAU DE SYNTHÈSE DES RÉMUNÉRATIONS BRUTES, AVANTAGES EN NATURE INCLUS, DES DIRIGEANTS NON-MANDATAIRES SOCIAUX (MEMBRES DU COMITE DE DIRECTION ET DU COMITÉ EXÉCUTIF) (1)

(en euros)	2016	2015
Fixe	4 973 691	8 101 391
Variable	4 798 609	8 062 252
TOTAL	**9 772 300**	**16 163 643**
Nombre de membres	11	19

(1) Jusqu'au 3 mai 2016 le Codir et le Comex ont coexisté. A compter du 4 mai 2016, seul le Comex nouvellement composé réunissait l'équipe dirigeante et le Codir a été supprimé. Les rémunérations sont calculées hors indemnités de départ et en tenant compte de la présence effective au cours de l'année 2016.

4.6.3 Provision de retraite

Le montant global des engagements de retraite au bénéfice des membres du Comité Exécutif s'élève à 11,1 millions d'euros au 31 décembre 2016, 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.

4.6.4 Rémunération des mandataires sociaux non dirigeants et des censeurs

4.6.4.1 Les Administrateurs et les censeurs 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. Ce même système s'applique à la rémunération des Censeurs qui est prélevée sur l'enveloppe des jetons de présence.

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.

RÈGLE DE RÉPARTITION DES RÉMUNÉRATIONS DES ADMINISTRATEURS NON DIRIGEANTS ET DES CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

Administrateur	
• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	50 000, si 100% de présence
Comité d'Audit	
Président :	
• Part fixe	15 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	40 000, si 100% de présence
Membre du Comité :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, si 100% de présence
Comité de la Stratégie, des Investissements et des Technologies	
Président :	
• Part fixe	10 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	25 000, 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
Comité pour l'Éthique, l'Environnement et le Développement Durable	
Président :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, 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
Comité des Nominations, des Rémunérations et de la Gouvernance	
Président :	
• Part fixe	5 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	20 000, 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
Censeur	
• Part fixe	20 000 euros par an
• Part variable liée à la présence	2 571 euros par séance, dans la limite de sept séances La part variable individuelle maximale est plafonnée à 17 997 euros par an

Sur ces bases, il a été versé, au titre de l'exercice 2016, 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 ET AUX CENSEURS DÉSIGNÉS PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE

En euros	Exercice 2016 (1)	Exercice 2015 (1)
Albert Frère	-	9 167 (2)(9)(11)
Ann-Kristin Achleitner	74 833 (2)	93 334 (2)
Edmond Alphandéry	125 000 (3)	130 700 (3)
Jean-Louis Beffa	37 499 (3)(4)	90 000 (3)
Fabrice Brégier	37 666 (3)(5)	-
Aldo Cardoso	140 000 (2)	134 200 (2)
Patrice Durand	375 (3)(6)	-
Catherine Guillouard	16 230 (3)(8)	13 000 (3)(10)
Mari-Noëlle Jégo-Laveissière	18 750 (3)(8)	17 875 (3)(10)
Barbara Kux	77 500 (2)	49 408 (2)(10)
Françoise Malrieu	134 584 (3)	131 000 (3)
Marie-José Nadeau	103 333 (2)	62 750 (2)(10)
Lord Ricketts of Shortlands	35 416 (2)(7)	-
Lord Simon of Highbury	30 479 (2)(4)	99 450 (2)
Gérard Lamarche (censeur)	-	6 667 (9)(11)
TOTAL	**831 665**	**837 551**

(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 jusqu'au 3 mai 2016
(5) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 3 mai 2016.
(6) Administrateur coopté, sur proposition de l'État, le 14 décembre 2016, du secteur privé.
(7) Administrateur élu par l'Assemblée Générale le 3 mai 2016, avec prise d'effet au 1er août 2016.
(8) Administrateur élu par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, du secteur privé.
(9) Administrateur ou censeur jusqu'au 28 avril 2015
(10) Administrateur à compter du 28 avril 2015.
(11) Versements effectués à Groupe Bruxelles Lambert.

4.6.4.2 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 deux Administrateurs, du secteur public, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Astrid Milsan (jusqu'au 4 févier 2016), Lucie Muniesa (depuis le 4 février 2016), Bruno Bézard (jusqu'au 30 juin 2016) et Stéphane Pallez, 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. Les deux Administrateurs du secteur privé, nommés par l'Assemblée Générale sur proposition de l'État, respectivement Catherine Guillouard et Mari-Noëlle Jégo-Laveissière, ainsi que Patrice Durand, coopté sur proposition de l'État le 14 décembre 2016, ont perçu 30% du montant des jetons de présence correspondant à leurs mandats, en vertu de l'arrêté du 28 décembre 2014 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 (cf. tableau ci-dessus).

Il est précisé, compte tenu de ce qui précède, que le solde du montant des jetons de présence correspondant à ces mandats (262 670 euros) est versé directement au Trésor Public en application de la réglementation.

4.6.4.3 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 : Alain Beullier, Philippe Lepage, Olivier Marquer (depuis le 1er juin 2016), Anne-Marie Mourer (jusqu'au 1er juin 2016) et Caroline Simon.

4.6.5 Information sur les stock-options et les attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance

4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options

La loi n° 2006-1770 du 30 décembre 2006 pour le développement de la participation et de l'actionnariat salarié et portant diverses dispositions d'ordre économique et social (dite «loi Balladur») transposée dans le Code de commerce à l'article L. 225-197-1, impose des restrictions à la libre disponibilité des Actions de Performance consenties aux dirigeants mandataires sociaux et des actions résultant de la levée d'options à l'occasion des plans d'attribution mis en œuvre à partir du 1er janvier 2007.

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 et des actions issues d'options exercées. L'objectif est qu'au bout d'un certain temps, les dirigeants mandataires sociaux, et plus largement les membres du Comité Exécutif, détiennent un portefeuille d'actions ENGIE correspondant à une fraction de leur rémunération.

Le Conseil d'Administration du 1er mars 2017, sur recommandation du Comité des Nominations et des Rémunérations, 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 de 2/3 de la plus-value nette issue d'une levée-vente d'options, ou conservation du nombre correspondant d'actions issues d'une levée simple d'options.

Le Conseil d'Administration a adapté ce dispositif aux Unités de Performance des dirigeants mandataires sociaux *(voir Section 4.6.1.3)* en imposant l'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) visé ci-dessus.

4.6.5.2 Dispositif de gestion programmée des stock-options

Le Conseil d'Administration d'ENGIE du 12 novembre 2008 a décidé de poursuivre le dispositif de gestion programmée des stock-options accordées aux dirigeants de l'ex-SUEZ SA. Ce dispositif a largement anticipé les recommandations AMF du 3 novembre 2010 relatives à la prévention des manquements d'initiés imputables aux dirigeants. Le principe en est que les intéressés donnent un mandat irrévocable à un établissement financier afin d'exercer en leur nom et pour leur compte, aux dates et aux conditions fixées préalablement par une instruction annuelle, les options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE et de céder sur le marché les actions correspondantes, avec ou sans la détermination d'un prix unitaire de réserve. Cette instruction annuelle comporte le nombre et la répartition par trimestre des opérations à exercer plan par plan sur la prochaine période de 12 mois. À l'intérieur de chacune de ces périodes trimestrielles, le mandataire financier procède librement, aux dates et pour les volumes qu'il juge appropriés dans le cadre et les limites de l'instruction annuelle, aux levées d'options et aux cessions de titres. L'instruction annuelle est adressée chaque année au mandataire financier dans les 15 jours suivant la date de publication des comptes annuels et sous réserve de ne pas disposer à cette date d'information privilégiée. Une fois cette instruction donnée, elle est irrévocable et l'intéressé s'interdit d'exercer ses options autrement que dans le cadre du mandat. L'interdiction de levée des options et de céder les titres pendant les fenêtres négatives précédant la publication des comptes annuels, semestriels et des informations trimestrielles est maintenue.

Le Conseil d'Administration d'ENGIE a, par ailleurs, décidé que ce système est obligatoire pour les dirigeants mandataires sociaux et pour les membres du Comex.

4.6.5.3 Plans d'options d'achat d'actions et d'attributions gratuites d'actions ou d'Actions de Performance mis en œuvre durant l'exercice 2016

Autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2015

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 28 avril 2015 a décidé, dans sa vingt-deuxième 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 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution. 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 2015 (Conseil du 24 février 2016)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 24 février 2016, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 28 avril 2015, 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 CRD3 et CRD4, 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 2015, figurent en pages 144 et suivantes du Document de Référence 2015 déposé auprès de l'AMF le 23 mars 2016.

Autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016

L'Assemblée Générale Mixte des actionnaires d'ENGIE du 3 mai 2016 a décidé, dans sa trentième 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 0,5% du capital de la Société au jour de la décision d'attribution [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 0,5% commun avec celui de la 29e résolution, portant à la fois sur une attribution gratuite d'actions au profit de l'ensemble des salariés du Groupe, et sur une attribution (équivalent 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 2016 (Conseils du 14 décembre 2016 et du 1er mars 2017)

Le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 14 décembre 2016, a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016, 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 à la fois d'augmenter le nombre de bénéficiaires et d'augmenter de manière significative le nombre d'actions attribuées, ceci dans l'optique de 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 5 334 860 titres en faveur de 7 359 personnes, sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 14 décembre 2016 au 14 mars 2020 (2021 pour certains cadres dirigeants)
Condition de présence [1]	Au 14 mars 2020 (2021 pour certains cadres dirigeants)
Date d'acquisition définitive	15 mars 2020 (2021 pour certains cadres dirigeants)
Période de conservation [2]	Pas de période de conservation sauf pour les principaux dirigeants en France et en Belgique, pour qui la période de conservation court du 15 mars 2020 au 14 mars 2021 (pas de conservation si acquisition en 2021)
Date de cessibilité	À partir du 15 mars 2020, et pour les principaux dirigeants à partir du 15 mars 2021
Conditions de performance [3] :	• Pour 1/3 sur le RNRPG (Résultat Net Récurrent part du Groupe) pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au *pro forma*), et • Pour 1/3 sur le ROCE (Retour sur Capitaux Engagés) pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au budget de ROCE de ces mêmes exercices (au *pro forma*), et • 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, Enel, ENI, Gas Natural, Iberdrola et RWE sur la période décembre 2019-janvier 2020 par rapport à novembre-décembre 2016

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle
(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.
(3) Conditions de performance :
(a) condition interne liée au RNRPG pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au budget de RNRPG de ces mêmes exercices (au pro forma) :

- *RNRPG 2018+2019 < 90% budget de RNRPG 2018+2019 : taux de réussite de 0%,*
- *RNRPG 2018+2019 = 90% budget de RNRPG 2018+2019 : taux de réussite de 33%,*
- *RNRPG 2018+2019 > 90% budget de RNRPG 2018+2019 et < budget de RNRPG 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de 33%,*
- *RNRPG 2018+2019 ≥ budget de RNRPG 2018+2019 : taux de réussite de 100% ;*

(b) condition interne liée au ROCE pour les exercices 2018 et 2019 par rapport au budget de ROCE de ces mêmes exercices (au pro forma) :

- *ROCE 2018+2019 < 90% budget de ROCE 2018+2019 : taux de réussite de 0%,*
- *ROCE 2018+2019 = 90% budget de ROCE 2018+2019 : taux de réussite de 33%,*
- *ROCE 2018+2019 > 90% budget de ROCE 2018+2019 et < budget de ROCE 2018+2019 : taux de réussite progressif et linéaire à partir de %,*
- *ROCE 2018+2019 ≥ budget de ROCE 2018+2019 : taux de réussite de 100% ;*

(c) condition externe liée au TSR (performance boursière, dividende réinvesti) du titre ENGIE par rapport au TSR (performance boursière dividende réinvesti) des sociétés du panel (au pro forma) :

- *TSR ENGIE ≤ 90% TSR des sociétés du panel : taux de réussite = 0%,*
- *TSR ENGIE = 100% TSR des sociétés du panel : taux de réussite = 70%,*
- *TSR ENGIE ≥ 103% TSR des sociétés du panel : taux de réussite = 100%.*

Pour résultats intermédiaires (de 90% à 100% et de 100% à 103%) : taux de réussite progressif et linéaire.
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 (performance boursière, dividende réinvesti) d'ENGIE et des sociétés du panel sur une durée de deux mois, soit décembre 2019-janvier 2020 par rapport à novembre-décembre 2016.
La somme des taux de réussite en (a) en (b) et en (c) est divisée par trois pour établir un taux global de réussite.

Par ailleurs, le Conseil d'Administration, lors de sa séance du 1er mars 2017 a décidé, dans le cadre de l'autorisation de l'Assemblée Générale du 3 mai 2016, 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 CRD3 et CRD4, relatif à la rémunération des professionnels des marchés financiers, et avec l'arrêté du 13 décembre 2010.

L'attribution a concerné 66 personnes au sein de l'activité Trading, pour un nombre total de 149 178 Actions de Performance ENGIE ; ses caractéristiques sont semblables à celles du plan du 24 février 2016 (conditions de présence et de performance). Les conditions générales fixées par le Conseil d'Administration sont les suivantes :

Période d'acquisition	Du 01/03/2017 au 14/03/2019 pour environ la moitié des titres Du 01/03/2017 au 14/03/2020 pour les titres restants
Condition de présence[1]	Au 14/03/2019 pour environ la moitié des titres Au 14/03/2020 pour les titres restants
Date d'acquisition définitive	Le 15/03/2019 pour environ la moitié des titres Le 15/03/2020 pour les titres restants
Période de conservation[2]	Pas de période de conservation
Date de cessibilité	À partir du 15/03/2019 pour environ la moitié des titres À partir du 15/03/2020 pour les titres restants
Conditions de performance	• Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2018 pour environ la moitié des titres • Sur le Bénéfice Avant Impôts (BAI) de l'activité Trading pour l'exercice 2019 pour les titres restants

(1) Contrat en vigueur avec une société du Groupe à ces dates, sauf retraite, décès, invalidité ou décision exceptionnelle.
(2) Conservation obligatoire, sauf décès et invalidité.

4.6.6 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties à, et levées par, chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.6.6.1 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE consenties par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du groupe ENGIE durant l'exercice 2016 aux dirigeants mandataires sociaux

Néant.

4.6.6.2 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE levées durant l'exercice 2016 par les dirigeants mandataires sociaux d'ENGIE

Néant, y compris les options de souscription ou d'achat d'actions Suez détenues par Isabelle Kocher (voir Section 4.6.6.6)

4.6.6.3 Historique des plans d'options d'achat d'actions ENGIE en vigueur

	Plan du 12/11/2008	Plan du 10/11/2009
Date de l'AG d'autorisation	16/07/2008	04/05/2009
Point de départ d'exercice des options (1)	12/11/2012	10/11/2013
Date d'expiration	11/11/2016	09/11/2017
Nombre total au 31/12/2016 d'actions pouvant être achetées	5 969 064	4 808 015
Nombre total d'actions pouvant être achetées par les dirigeants mandataires sociaux :		
• Gérard Mestrallet	0 (2)	0 (2)
• Isabelle Kocher	12 800	6 196
Modalités d'exercice	(3)	(6)
Prix d'achat *(en euros)*	32,74	29,44
Nombre d'options levées (4)	0	0
Nombre d'options annulées (5)	5 969 064	32 586
Solde au 31/12/2016	0	4 775 429

(1) Les options peuvent également être exercées d'une manière anticipée en cas de départ à la retraite ou de décès.
(2) Gérard Mestrallet a renoncé à ses options au titre des exercices 2008 et 2009.
(3) Pour les autres membres du Comité Exécutif, 45% des options sont sous conditions «simples» et 10% sous conditions «renforcées». Pour les autres cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions «simples». La condition majorée n'a pas été remplie en novembre 2012 et l'intégralité des options soumises à cette condition a été radiée. L'application de la condition «simple» a établi un cours cible de 18,68 euros, cours qui a été atteint en clôture de bourse le 24/09/2013 ; les options soumises à cette condition peuvent être exercées.
(4) Levées du 1er janvier au 31 décembre 2016.
(5) Annulées du 1er janvier au 31 décembre 2016.
(6) Pour les cadres dirigeants du Groupe, 50% des options sont sous conditions «simples». Ces conditions ont été testées en novembre 2013 pour établir un cours cible de 20,13 €. Ce cours cible a été atteint en clôture de bourse le 22 mai 2014 ; les options soumises à cette condition peuvent être exercées.

4.6.6.4 Historique des plans d'options de souscription d'actions ENGIE en vigueur

Néant

4.6.6.5 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2016

Néant.

4.6.6.6 Historique des options de souscription ou d'achat d'actions détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2016

Plan	10/11/2009	17/12/2009 (2)
Point de départ d'exercice	10/11/2013	17/12/2013
Date d'expiration	09/11/2017	16/12/2017
Prix de levée ou d'achat en euros	29,44	15,49
Solde d'options au 31/12/2016 :		
• Condition de présence uniquement	3 098	11 700
• Condition de performance	3 098 (1)	0 (3)

(1) Les options étaient sous une condition de performance ; cette condition était remplie en mai 2014.
(2) Plan SUEZ, à l'époque où Isabelle Kocher était Directeur Général de Lyonnaise des Eaux.
(3) 27 298 options SUEZ sous condition de performance étaient radiées en décembre 2013.

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des options ou des Actions de Performance.

4.6.7 Actions de Performance attribuées et disponibles pour chaque dirigeant mandataire social – Historique des plans en vigueur

4.6.7.1 Actions de Performance ENGIE attribuées par la Société ENGIE et par toutes les sociétés du Groupe ENGIE durant l'exercice 2016 à chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE

Gérard Mestrallet	Néant
Président-Directeur Général jusqu'au 3 mai 2016 puis Président du Conseil	
Isabelle Kocher	Néant
Directeur Général Délégué, en charges des opérations jusqu'au 3 mai 2016, puis Directeur Général	

4.6.7.2 Actions de Performance ENGIE devenues disponibles pour chaque dirigeant mandataire social d'ENGIE durant l'exercice 2016

	Plan	Date d'acquisition	Date de disponibilité	Nombre d'actions devenues disponibles [1]
Gérard Mestrallet	13/01/2011	15/03/2014	15/03/2016	12 711
Isabelle Kocher	16/12/2011 [2]	16/12/2014	16/12/2016	2 100

(1) Ces actions entrent dans le dispositif décrit au 4.6.5.1.
(2) Plan SUEZ

4.6.7.3 Historique des plans en vigueur d'Actions de Performance ENGIE

	2012		2013	
Au titre de l'année :	**Plan 2012**	**Plan Traders 27/02/2013**	**Plan 2013**	**Plan Traders 26/02/2014**
Date de l'AG d'autorisation	23/04/2012	23/04/2012	23/04/2013	23/04/2013
Date du CA de décision	05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014
Valeur de l'action en euros [1]	8,1	9,2	7,6	13,3
Début de la période d'acquisition [2]	05/12/2012	27/02/2013	11/12/2013	26/02/2014
Fin de la période acquisition	14/03/2016 [3]	14/03/2015 [5] 14/03/2016 [5] 14/03/2017 [6]	14/03/2017 [8]	14/03/2016 [5] 14/03/2017 [5]
Début de la période de conservation	15/03/2016 [3]	15/03/2015 [5] 15/03/2016 [5]	15/03/2017 [8]	15/03/2016 [5] 15/03/2017 [5]
Fin de la période de conservation	15/03/2018 [3]	15/03/2017 [5] 15/03/2018 [5]	15/03/2019 [8]	15/03/2018 [5] 15/03/2019 [5]
Conditions associées	[4]	[7]	[9]	[10]
Droits en acquisition au 31/12/2015	3 424 500	48 294	2 726 550	88 730
Actions acquises du 01/01/2016 au 31/12/2016	667 842	42 859	600	44 374
Droits annulés du 01/01/2016 au 31/12/2016	2 542 358	0	22 220	0
Solde des droits au 31/12/2016	214 300	5 435	2 703 730	44 356

(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 15/03/2016 au 14/03/2018 inclus et cessibilité à partir du 15/03/2018 ; pour les autres pays, acquisition le 14/03/2017 sans période de conservation.
(4) Pour 547 bénéficiaires, double condition : 50% sur RNRPG des exercices 2014 et 2015, 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) ; pour 6 437 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).
(5) Pour la moitié des titres.
(6) Pour le personnel en Asie toutes les actions sont acquises le 15/03/2017 et cessibles immédiatement
(7) EBITDA ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2014 pour 50% (condition intégralement remplie) et EBITDA ENGIE Global Markets 2015 pour 50% (condition intégralement remplie).
(8) Pour la France, la Belgique et l'Espagne, avec conservation du 15/03/2017 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.
(9) 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%.
(10) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2015 pour 50% (condition remplie intégralement) et BAI ENGIE Global Markets 2016 pour 50% (condition remplie intégralement).

2014		2015		2016	
Plan 2014	PlanTraders 2014	Plan 2015	PlanTraders 2015	Plan 2016	Plan Traders 2016
28/04/2014	28/04/2014	28/04/2015	28/04/2014	03/05/2016	03/05/2016
10/12/2014	25/02/2015	16/12/2015	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017
12,1	14,7	9,8	10,2	8,44	9,89
10/12/2014	25/02/2015	16/12/2014	24/02/2016	14/12/2016	01/03/2017
14/03/2018 (11)	14/03/2017 (5) 14/03/2018 (5)	14/03/2019 (14)	14/03/2018 (5) 14/03/2019 (5)	14/03/2020 (17)	14/03/2019 (3) 14/03/2020 (3)
15/03/2018 (11)	15/03/2019 (5) 15/03/2020 (5)	15/03/2019 (14)	15/03/2020 (5) 15/03/2021 (5)	néant (18)	néant
15/03/2020 (11)	15/03/2019 (5) 15/03/2020 (5)	15/03/2021 (14)	15/03/2020 (5) 15/03/2021 (5)	néant (18)	néant
(12)	(13)	(15)	(16)	(19)	(20)
3 320 105	140 706	3 349 695	néant	néant	néant
350	0	0	0	néant	néant
11 150	6 914	72 540	0	néant	néant
3 308 605	133 792	3 277 155	132 529	5 334 860	néant

(11) 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.

(12) 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).

(13) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2016 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2017 pour 50%.

(14) 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.

(15) 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).

(16) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2017 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2018 pour 50%.

(17) Pour tous les bénéficiaires à l'exception des cadres dirigeants en dehors de la France et de la Belgique, où la période d'acquisition se termine le 14/03/2021, sans période de conservation.

(18) Pour les cadres dirigeants en France et en Belgique une période de conservation du 15/03/2020 au 14/03/2021 inclus s'applique.

(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 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, ENI, Enel, Gas Natural, Iberdrola et RWE.

(20) Bénéfice avant Impôts (BAI) ENGIE Global Markets (anciennement GDF SUEZ Trading) 2018 pour 50% et BAI ENGIE Global Markets 2019 pour 50%

4.6.7.4 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Gérard Mestrallet au 31 décembre 2016

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 [6]	Néant [6]	EBITDA 2010	EBITDA 2013 (1/3) TSR (1/3) ROCE 2013 (1/3)
Date d'acquisition[1]	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 [2]	3 186 [4]	15	10	3 469 [5]	12 711 [5]
Date de cessibilité	15/03/2010	15/03/2011	16/07/2011	01/06/2012	15/03/2013	15/03/2016

(1) Sous réserve d'une double condition de performance et de présence.
(2) 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).*

(3) Les actions acquises entrent dans le dispositif dit «Balladur» de conservation (cf. Section 4.6.5.1).
(4) Condition remplie.
(5) Condition partiellement remplie.
(6) Plans mondiaux en faveur de l'ensemble des salariés.

4.6.7.5 Historique des Actions Gratuites et de Performance détenues par Isabelle Kocher au 31 décembre 2016

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	35 000 [4]
Actions acquises	770	2 100	10	0	10 625	0	0
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.

Il est précisé que les dirigeants mandataires sociaux se sont engagés formellement à ne pas avoir recours à des instruments de couverture des options ou des Actions de Performance.

4.6.8 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés et levées par les dix salariés non-mandataires sociaux ayant exercé le nombre d'options le plus élevé

4.6.8.1 Options de souscription ou d'achat d'actions consenties durant l'exercice 2016 par la Société ENGIE et par toute société comprise dans le périmètre d'attribution des options ENGIE, aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés de l'émetteur et de ces sociétés

Néant.

4.6.8.2 Options de souscription ou d'achat d'actions ENGIE levées durant l'exercice 2016 par les dix salariés non-mandataires sociaux d'ENGIE, dont le nombre d'options achetées ou souscrites est le plus élevé

Néant.

4.6.9 Actions gratuites et Actions de Performance consenties aux dix salariés non-mandataires sociaux les plus dotés

ACTIONS DE PERFORMANCE CONSENTIES DURANT L'EXERCICE 2016 PAR ENGIE ET PAR TOUTE SOCIÉTÉ COMPRISE DANS LE PÉRIMÈTRE D'ATTRIBUTION DES ACTIONS ENGIE, AUX DIX SALARIES 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
500 000	7,97	ENGIE	14/12/2016

(1) Valeur moyenne pondérée, selon la méthode retenue pour les comptes consolidés.

4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2016

	Date de la transaction	Type de la transaction	Quantité	Prix unitaire *(en euros)*	Prix de l'opération *(en euros)*
Thierry LEPERCQ	09/05/2016	Achat d'actions	[1]	13,435	33 588

(1) Non communiqué.

05

Informations sur le capital et l'actionnariat

5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital 166

5.1.1 Capital social et droits de vote 166
5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital 166
5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations 167
5.1.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices 171
5.1.5 Rachat d'actions 172
5.1.6 Titres non représentatifs du capital 173

5.2 Actionnariat 178

5.2.1 Cotation boursière 178
5.2.2 Répartition du capital 179
5.2.3 Franchissement de seuils légaux 179
5.2.4 Action spécifique 179
5.2.5 Politique de distribution des dividendes 180

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 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, 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, France 20), DJSI (World, Europe).

Au 31 décembre 2016, 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	2017	2018	2019	2020	2021	De 2022 à 2026	> 2026	Total du compte	% correspondant
Immobilisations incorporelles	5	0	-	-	-	0	0	5	6 639	0,1%
Immobilisations corporelles	3 727	298	55	51	53	758	562	1 950	57 739	6,5%
Titres de participation	3 886	239	6	6	6	70	930	2 630	9 621	40,4%
Comptes bancaires	396	132	-	-	-	31	70	162	9 825	4,0%
Autres actifs	291	151	1	1	0	24	86	27	35 614	0,8%
TOTAL	**8 305**	**820**	**453**	**58**	**59**	**883**	**1 649**	**4 775**	**119 438**	**7,0%**

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.

Au 31 décembre 2016, la Société comptait, après déduction des actions en autodétention, 2 397 762 173 actions correspondant à 2 719 439 611 droits de vote exerçables.

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 les détails se référer à la Section 5.2.4 «Action spécifique»).

5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital

Au 31 décembre 2016, il n'existe aucune option, aucun titre ou droit donnant accès directement ou indirectement au capital d'ENGIE.

5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations

Les actionnaires de la Société ont consenti au Conseil d'Administration les délégations de compétence et autorisations en matière financière ci-après :

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 3 MAI 2016

Résolution	Nature d'autorisation ou de délégation de compétence	Durée de l'autorisation et date d'expiration	Montant nominal maximal par autorisation	Utilisation de l'autorisation	Montant de l'autorisation non utilisée
6e	Autorisation d'opérer en bourse sur les actions de la Société	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2017)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9,7 milliards d'euros	ENGIE détenait 1,54% de son capital au 31 décembre 2016	8,46% 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 2 juillet 2018)	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
14e	Émission, avec suppression 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 2 juillet 2018)	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 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 2 juillet 2018)	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 avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisées en application des 13e, 14e et 15e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	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 2 juillet 2018)	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
18e	Émission, avec maintien du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires et/ou de 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 période d'offre publique).	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	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
19e	Émission, avec suppression 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 période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	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
20e	Émission, avec suppression du droit préférentiel de souscription, d'actions ordinaires ou de valeurs mobilières diverses, dans le cadre d'une offre visée à l'article L. 411-2 II du Code monétaire et financier (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	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
21e	Augmentation du nombre de titres à émettre en cas d'émission de titres avec ou sans droit préférentiel de souscription réalisée en application des 18e, 19e et 20e résolutions, dans la limite de 15% de l'émission initiale (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Maximum de 15% de l'émission initiale (1)(2)	Néant	Intégralité de l'autorisation
22e	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 période d'offre publique).	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	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
23e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	1% du capital (2)(3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
24e	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 2 novembre 2017)	0,5% du capital (2)(3)	Néant	Intégralité de l'autorisation
26e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (utilisable uniquement en dehors des périodes d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	Néant	Intégralité de l'autorisation
27e	Augmentation de capital par incorporation de primes, réserves, bénéfices ou autres (utilisable uniquement en période d'offre publique)	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	Montant global des sommes pouvant être incorporées	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
28e	Autorisation de réduire le capital par annulation d'actions autodétenues	26 mois (jusqu'au 2 juillet 2018)	10% du capital par période de 24 mois	Néant	Intégralité de l'autorisation
29e	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	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2017)	Détention maximum : 0,5% du capital(4)	Néant	0,27% du capital
30e	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)	18 mois (jusqu'au 2 novembre 2017)	Détention maximum : 0,5% du capital(4)	Attribution le 14 décembre 2016 de 5,3 millions d'Actions de performance soit 0,22% du capital au 31 décembre 2016 et le 1er mars 2017 de 149 178 Actions de Performance, soit une attribution totale de 0,23 % du capital social au 1er mars 2017	0,27% du capital

(1) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016, pour les émissions décidées au titre des 13e, 14e, 15e, 16e, 17e, 18e, 19e, 20e, 21e et 22e résolutions.

(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 13e, 14e, 15e, 16e, 17e, 18e, 19e, 20e, 21e, 22e, 23e et 24e est fixé à 265 millions d'euros par la 25e résolution de l'AGM du 3 mai 2016.

(3) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 24e résolution s'impute sur le plafond de 1% du capital de la 23e résolution.

(4) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016, pour les attributions décidées au titre des 29e et 30e résolutions.

AUTORISATIONS DONNÉES PAR L'ASSEMBLÉE GÉNÉRALE MIXTE DES ACTIONNAIRES DU 28 AVRIL 2015

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	Autorisation non utilisée
5e	Autorisation d'opérer en bourse sur les propres actions de la Société	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Prix maximum d'achat : 40 euros. Détention maximum : 10% du capital. Montant cumulé des acquisitions : ≤ 9,7 milliards d'euros	ENGIE détenait 1,59% de son capital au 3 mai 2016	Autorisation caduque (privée d'effet par la 6e résolution de l'AGM du 3 mai 2016)
19e	Augmentation de capital réservée aux salariés adhérant à un Plan d'Épargne du Groupe	26 mois (jusqu'au 27 juin 2017)	1% du capital (1)(2)	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 23e résolution de l'AGM du 3 mai 2016)
20e	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 27 octobre 2016)	0,5% du capital (1)(2)	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 24e résolution de l'AGM du 3 mai 2016)
21e	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	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Détention maximum : 0,5% du capital (3)	Néant	Autorisation caduque (privée d'effet par la 29e résolution de l'AGM du 3 mai 2016)
22e	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)	18 mois (jusqu'au 27 octobre 2016)	Détention maximum : 0,5% du capital (3)	Attribution le 16 décembre 2015 de 3,3 millions d'Actions de Performance et le 24 février 2016 de 0,1 million d'Actions de Performance, soit 0,14% du capital au 24 février 2016	Autorisation caduque (privée d'effet par la 30e résolution de l'AGM du 3 mai 2016)

(1) Le montant nominal des émissions décidées au titre de la 20e résolution s'impute sur le plafond de 1% du capital de la 19e résolution.
(2) Le montant nominal maximal global des émissions décidées en vertu des 10e, 11e, 12e, 13e et 14e résolutions de l'AGM du 28 avril 2014 et des 19e et 20e résolutions de l'AGM du 28 avril 2015 est fixé à 265 millions d'euros par la 17e résolution de l'AGM du 28 avril 2014.
(3) Il s'agit d'un plafond commun fixé par l'Assemblée Générale Mixte du 28 avril 2015, pour les attributions décidées au titre des 21e et 22e résolutions.

5.1.4 Évolution du capital au cours des cinq derniers exercices

ÉMISSION D'ACTIONS

Date	Événement	Nominal *(en euros)*	Prime *(en euros)*	Capital *(en euros)*	Nombre d'actions	Valeur nominale par action *(en euros)*
11/01/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 1 468 916 options de souscription d'actions	1 468 916 (1)	17 838 829,31	2 252 636 208	2 252 636 208	1,00
21/05/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 69 002 807 actions dans le cadre de l'option du paiement d'une partie du dividende 2011 en actions	69 002 807	1 057 241 969,05	2 321 639 015	2 321 639 015	1,00
01/08/2012	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 134 434 options de souscription d'actions	134 434	2 070 175,10	2 321 773 449	2 321 773 449	1,00
22/10/2012	Augmentation du capital social résultant de la souscription de 86 580 374 actions dans le cadre de l'option du paiement de l'acompte sur dividende 2012 en actions	86 580 374	1 362 479 204,55	2 408 353 823	2 408 353 823	1,00
22/01/2013	Augmentation du capital social résultant de l'exercice de 4 470 266 options de souscription d'actions	4 470 266 (2)	69 395 152,92	2 412 824 089	2 412 824 089	1,00
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

(1) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2011.
(2) Ces actions nouvelles étaient déjà comptabilisées dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2012.

5.1.5 Rachat d'actions

5.1.5.1 Actions propres

L'Assemblée Générale Mixte du 3 mai 2016, dans sa 5e 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 :

- prix maximum d'achat : 40 euros par action, 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 : 9,7 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 2016.

Entre le 1er janvier et le 31 décembre 2016, la Société a acquis 32 106 259 actions pour une valeur globale de 436,3 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,59 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 31 106 259 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 425,6 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 13,68 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 31 décembre 2016, 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.

Entre le 1er janvier et le 28 février 2017, ENGIE a acquis 2 695 638 actions pour une valeur globale de 30,8 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 11,43 euros) au titre du contrat de liquidité. Sur la même période, ENGIE a cédé 3 695 638 actions dans le cadre du contrat de liquidité, pour une valeur de cession globale de 43,1 millions d'euros (soit une valeur unitaire de 11,66 euros).

Par ailleurs, entre le 1er janvier et le 28 février 2017, 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 2017, la Société détenait 1,50% de son capital, soit 36 519 943 actions, toutes en couverture de ses engagements envers les bénéficiaires d'options, d'actions gratuites et de plans d'épargne d'entreprise.

5.1.5.2 Descriptif du programme de rachat d'actions propres soumis à l'Assemblée Générale Mixte des actionnaires du 12 mai 2017

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 12 mai 2017.

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 de capital autorisé par l'Assemblée Générale : 10% ;
- 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 2017 : 36 519 943 actions, soit 1,50% du capital.

En conséquence, les rachats d'actions pourront, sur la base du capital estimé à la date de l'Assemblée, porter sur 204 millions d'actions, représentant 8,38% du capital, soit un montant maximum de 8,1 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 11 novembre 2018.

5.1.6 Titres non représentatifs du capital

5.1.6.1 Titres super-subordonnés

Aucune émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée n'a été lancée en 2016 en complément des opérations de juillet 2013 et mai 2014.

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	EUR	3,875%	10/07/2013	Perpétuelle	10/07/2018	600	Paris	FR0011531714
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

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 17.2.1).

5.1.6.2 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 11 octobre 2016 et a reçu le visa n° 16-474 de l'AMF.

5.1.6.3 Emprunts obligataires

Les principales caractéristiques des émissions obligataires en circulation au 31 décembre 2016 émises par la Société sont détaillées en Section 6.4 «Comptes sociaux» Note 14B.

5.1.6.4 Obligation verte

5.1.6.4.1 Description de l'obligation

Afin de contribuer à l'objectif de réduction des gaz à effet de serre, ENGIE développe un portefeuille d'installations diversifié qui inclut la production d'énergie à partir de sources renouvelables et des solutions d'efficacité énergétique ayant pour objectif de réduire la consommation énergétique de ses installations et de ses clients. Cet objectif s'inscrit dans la stratégie d'investissement du Groupe visant à devenir leader de la transition énergétique.

Afin de financer ces développements, ENGIE a procédé, le 19 mai 2014, à l'émission d'une obligation verte (*Greenbond*) en deux tranches pour un montant total de 2,5 milliards d'euros, soit 1,2 milliard d'euros à 6 ans et 1,3 milliard d'euros à 12 ans. Les fonds levés par cet emprunt ont pour vocation de soutenir les investissements du Groupe dans des projets satisfaisant des critères environnementaux, sociaux et sociétaux, et plus spécifiquement dans des projets dits «éligibles» (ci-après dénommés les «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 seront 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 du *Green Bond*, 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. Les Projets Éligibles comprennent les nouveaux projets répondant aux critères d'éligibilités et/ou des investissements engagés depuis le 1er janvier 2013 sur des projets existants répondant aux critères d'éligibilité. Les montants alloués sont calculés après déduction d'éventuels financements dédiés aux projets concernés ;
- au 31 décembre de l'année considérée, le Groupe dispose en trésorerie (ou équivalent de trésorerie) d'un montant au moins égal aux fonds levés par le *Green Bond*, déduction faite des montants alloués à des financements de Projets Éligibles à cette date.

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 le *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.

5.1.6.4.2 Critères d'éligibilité RSE

Les critères d'éligibilité sont décrits ci-après et sont également disponibles dans l'espace dédié du site internet d'ENGIE (http://www.engie.com/investisseurs/credit/lutte-changement-climatique-obligation-verte-green-bond/).

Ces critères d'éligibilité ont été établis en collaboration avec Vigeo et les projets financés sur la période du 1er janvier 2013 au 31 décembre 2016 ont été sélectionnés à l'aune de ces critères.

Catégorie de projets	**Indicateurs**
Énergie Renouvelable	Puissance installée en MW
Efficacité Énergétique	Pourcentage de réduction de la consommation énergétique
Critères	**Principes d'action**
Lutte contre le changement climatique	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) de la branche
Management environnemental	Les spécifications du projet incluent des critères environnementaux
	Évaluation de l'impact environnemental (analyse de l'impact environnemental – AIE – ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées pour limiter, atténuer ou compenser les impacts négatifs
	Mise en place d'un *reporting* environnemental du projet
Protection de la biodiversité et des ressources naturelles	Analyse d'impact sur la biodiversité et les ressources naturelles (inclus dans l'AIE ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées si le site est classé comme prioritaire
Contribution au développement économique et social local	Actions prises pour favoriser le développement économique à travers les achats locaux et/ou les opportunités d'emploi local induites (par exemple création d'emplois directs et indirects)
Consultation locale et bien-être des communautés	Évaluation des impacts du projet sur les populations locales, sur les problèmes de santé et/ou sur l'héritage culturel (évaluation de l'impact social ou équivalent) et mise en place de mesures appropriées pour limiter, atténuer ou compenser les impacts négatifs (quand cela est approprié)
	Mise en œuvre d'actions de consultation et conduite d'enquêtes de satisfaction auprès des parties prenantes locales
Promotion de l'éthique des affaires	Promotion des pratiques éthiques avec les fournisseurs et sous-traitants par le biais de clauses contractuelles «éthique et responsabilité environnementale et sociétale»
	Formation des acheteurs sur l'éthique des affaires (responsabilités, règles de la concurrence et mesures anti-corruption)
	Analyse et sélection des sous-traitants en fonction de leurs références sur des projets similaires et après prise en compte du risque de réputation
Achats responsables	Traçabilité des processus d'achats dans le cadre du projet, sur la base des procédures d'appel d'offres (si un appel d'offres est requis)
	Intégration des enjeux de la RSE et de la conformité dans l'évaluation des fournisseurs du projet
	E-learning sur les achats responsables pour les acheteurs
Préservation des conditions de santé et sécurité	Approbation santé et sécurité du projet, couvrant l'analyse des risques et du plan de prévention (ou équivalent) dans la phase de construction du projet
	Promotion des mesures de santé et sécurité pour les fournisseurs *via* les clauses contractuelles
	Nomination d'un coordinateur santé sécurité (ou équivalent) pour la durée du projet
Qualité des conditions d'emploi	Analyse des conditions de salaires pour s'assurer que la rémunération de tous les salariés impliqués dans le projet est supérieure à la rémunération minimum légale du pays d'implantation du projet(1)
Évaluation ESG	Recommandation positive de la Direction de la Responsabilité Environnementale et Sociétale basée sur l'évaluation ESG des projets *via* les critères d'investissement RSE internes du Groupe

(1) Le principe d'action ne s'applique qu'aux salariés du groupe ENGIE.

Note : depuis 2014, les dispositifs en place au sein du Groupe ont été renforcés afin d'améliorer la prise en compte des critères «Promotion de l'éthique des affaires» et «Achats responsables» dans les contrats.

5.1.6.4.3 Projets Éligibles

Au cours de l'année 2016, les Projets Éligibles qui ont été financés par le produit de l'émission *Green Bond* et qui répondent aux conditions susmentionnées, sont listés dans le tableau qui suit.

Catégorie de Projet	Dénomination du Projet	Région/Pays	Indicateurs [1]	Mise en service [2]
Biomasse	Réseaux de chaleur avec production à partir de biomasse (4 projets) [3]	Europe/France	410 MW(th)	2015-2019
Réseaux de froid	Réseaux de froid (8 projets) [3]	Europe/France	93 MW(th)	2017-2018
Géothermie	Réseaux de chaleur et de froid avec production à partir de géothermie (2 projets) [3]	Europe/France	37 MW (th)	2016
Compteurs gaz communicants	Gazpar [3]	Europe/France	NA	2015-2023
Efficacité énergetique	OpTerra (acquisition)	Amérique du Nord/USA	NA	NA
Hydro-électricité	JIRAU [3]	Amérique Latine/Brésil	3 700 MW	2016
Hydro-électricité	Salto Santiago modernization [3]	Amérique Latine/Brésil	20 MW	2017
Solaire	Assu Fotovoltaico	Amérique Latine/Brésil	30 MW	2017
Solaire	Solairedirect - Floresta [4]	Amérique Latine/Bresil	101 MW	2017
Solaire	Solairedirect - Paracatu [4]	Amérique Latine/Bresil	150 MW	2018
Solaire	Solairedirect - Los Loros [4]	Amérique Latine/Chili	55 MW	2016
Solaire	Solairedirect - Pocri [4]	Amérique Latine/Panama	21MW	2017
Solaire	Solairedirect - Batch 2 [4]	Europe/France	192 MW	2017
Eolien	Campo Largo [3]	Amérique Latine/Brésil	330 MW	2019
Eolien	Santa Monica [3]	Amérique Latine/Brésil	97 MW	2016
Eolien	Lincent et W4F	Europe/Belgique	71,5 MW	NA
Eolien	Tréport - Noirmoutier [3]	Europe/France	992 MW	2021
Eolien	Quadran [3]	Europe/France	NA	NA
Eolien	Cheppes - Cernon 4	Europe/France	24,9 MW	2016-2017

(1) Capacité totale installée, exprimée, sauf mention contraire, en mégawatts électriques (MW) disponibles à la date de mise en service complète des installations visées.
(2) Lorsqu'il s'agit de plusieurs sous-projets ou de mises en service par phases, seules les années de la première et de la dernière mise en service sont indiquées.
(3) Projets Éligibles ayant fait l'objet d'une allocation au Green Bond en 2014 et/ou 2015, et pour lequels des investissements supplémentaires ont été consentis en 2016.
(4) ENGIE a acquis en 2015 la société Solairedirect, acteur de référence dans la production d'énergie solaire compétitive. En 2016, cette société porteuse de projets Eligibles, a finalisé l'alignement de ses dispositifs et procédures avec les règles du Groupe.

Le total des fonds alloués aux Projets Éligibles durant l'année 2016 s'élève à 786 millions d'euros, ce qui, compte tenu des allocations rapportées en 2015 et 2014, respectivement 847 et 867 millions d'euros, porte le montant total alloué aux Projets Éligibles à 2,5 milliards d'euros. L'intégralité de l'émission effectuée en mai 2014 a donc été allouée. Pour rappel, les détails des Projets Éligibles et allocations au titre des années 2014 et 2013 sont repris aux pages 167 à 171 du Document de Référence 2014 et au titre de 2015, aux pages 160 à 164 du Document de Référence 2015.

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) et (ii) de l'efficacité énergétique.

1) Les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables forment une large part du portefeuille de production d'ENGIE. Cette part est amenée à croître. Le Groupe a clairement affiché ses ambitions en décidant de ne plus développer de nouvelles centrales à charbon (sauf projets engagés), en cédant ou en fermant plus de 50% de ses capacités charbon installées par rapport à fin 2015, et en se positionnant comme leader de la transition énergétique. Avec une capacité de production installée de 22 GW au 31 décembre 2016, ENGIE est l'un des leaders dans ce secteur qui inclut l'hydroélectricité, la biomasse, le biogaz et les énergies éolienne et solaire. En 2016, ENGIE a poursuivi le développement de son portefeuille d'actifs renouvelables dans le domaine de l'éolien en développant de nouveaux projets en Europe et au Brésil mais aussi dans le domaine de l'énergie solaire à travers sa filiale Solairedirect et le développement de ses projets en France et en Amérique du Sud.

Ces ressources à faibles émissions de carbone jouent un rôle essentiel dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique.

A fin décembre 2016, un montant total de 2 168,6 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine des énergies renouvelables.

En phase d'exploitation complète, ces projets devraient contribuer à la réduction des gaz à effet de serre à hauteur de minimum 7,7 millions de tonnes de CO_2 eq/an.

Les contributions des deux projets enregistrés comme projets répondant aux critères du «*Clean Development Mechanism*» sous le Protocol de Kyoto (UNFCCC) sont les suivantes :

- Jirau (hydroélectrique) : 6 180 620 tonnes de CO_2eq/an (en phase d'exploitation complète - données disponibles sur : https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/LRQA %20Ltd1356533361.56/view) ;
- Quitaracsa (hydroélectrique) : 249 463 tonnes de CO_2eq/an (en phase d'exploitation complète - données disponibles sur : https://cdm.unfccc.int/PRCContainer/DB/prcp339154419/view).
- Santa Monica : 211 875 tonnes de CO_2 eq/an (en phase d'exploitation complète - données disponibles sur : https://cdm.unfccc.int/Programme OfActivities/Validation/DB/N285 VUBOBO8I1VUDV813EBUWI1SQHI/view.html.

2) L'efficacité énergétique

En 2016, le Groupe a acquis la société OpTerra aux Etats-Unis, société qui conçoit et met en œuvre des projets sur mesure afin d'aider ses clients du secteur public ou privé à réduire leur consommation d'énergie et les coûts y afférents. Les activités éligibles menées par OpTerra devraient contribuer à une réduction de 90 538 tonnes d'émissions de CO_2 par an.

En 2016, GRDF, filiale indépendante d'ENGIE, a poursuivi le déploiement de compteurs gaz communicants (appelés Gazpar) sur l'ensemble de son réseau de distribution de gaz en France. Ce projet a pour ambition de contribuer à une meilleure efficacité énergétique grâce notamment à une meilleure Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE) et à la mise à disposition plus fréquente de données de consommation permettant une analyse, un conseil approprié et des actions concrètes. Dans sa délibération mi-2013, la Commission de Régulation de l'Energie a affirmé l'intérêt économique du projet pour la collectivité nationale et les clients.

A fin décembre 2016, un montant total de 331,3 millions d'euros a été alloué aux Projets Éligibles développés dans le domaine de l'efficacité énergétique.

3) Bilan de l'obligation verte émise par le Groupe le 19 mai 2014

L'émission *Green bond* a permis au groupe de financer 77 projets dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Les principales zones géographiques concernées par ces projets sont l'Amérique du Sud et l'Europe avec respectivement 45,7% et 44,2% des montants investis. Concernant les technologies utilisées, l'hydro-électricité représente 36,3% des montants investis et l'éolien 21,3%.

Région	Montants alloués %
Afrique	0,4%
Amérique du Nord	9,7%
Europe	44,2%
Amérique du Sud	45,7%

Technologie	Montants alloués %
Biomasse	9,7%
Géothermie	1,4%
Réseaux de froid	2,1%
Efficacité énergétique	13,3%
Hydro-électricité	36,7%
Solaire	15,5%
Eolien	21,3%

L'ensemble des projets financés par le Green Bond permet de réduire les émissions de CO_2 de 8,7 millions de tonnes de CO_2 eq/an.

4) Méthodologie de calcul des émissions réduites

Dans l'attente de la finalisation d'une méthodologie de référence de calcul d'émissions évitées qui serait basée sur une approche ACV (analyse de cycle de vie), ENGIE a évalué les émisssions réduites par les projets financés par le Green Bond en multipliant la capacité de la centrale par le taux d'utilisation moyen de la technologie dans le pays considéré, puis par le taux d'émission moyen par kWh du mix de production du pays considéré.

Les références par pays des taux de fonctionnement des technologies par pays et les taux d'émission de CO_2/kWh moyen des mix par pays, proviennent d'Enerdata pour 2015.

Pour Jirau, Quitarasca et Santa monica qui sont des projets CDM enregistrés et approuvés par les Nations Unies, les résultats des calculs sont issus des méthodologies sous-jacentes.

Pour ECOVA, les résultats des calculs sont déterminés conformément aux méthodes en vigueur sur le marché américain [(1)].

(1) Aux Etats-Unis, les opérateurs électriques traitent les gains d'efficacité énergétique comme ressources alternatives à la construction de nouvelles unités de production. Pour évaluer ces gains d'efficacité, les opérateurs, en accord avec les régulateurs, fixent les composantes du portefeuille de référence (mix énergétique), sa durée de vie et son évolution à travers le temps. D'autres hypothèses sont bien sûr intégrées au modèle. Ce processus de valorisation fait l'objet d'un suivi précis de la part des opérateurs et des régulateurs. La réduction totale de CO_2 associée aux gains d'efficacité énergétique est estimée sur base du CO_2 qui aurait été produit en cas de mise en oeuvre et d'exploitation d'une unité de production, en tenant compte de la durée de vie moyenne de tous éléments constitutifs de cette unité.

5.1.6.4.4 Attestation de l'un des Commissaires aux comptes d'ENGIE SA sur les informations relatives à l'allocation, au 31 décembre 2016, des fonds levés dans le cadre de l'émission obligataire Green Bond du 19 mai 2014

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 2016, des fonds levés dans le cadre de l'émission d'une obligation verte (*Green Bond*) du 19 mai 2014 (l'« Émission »), en deux tranches d'un montant total de 2 500 millions d'euros, figurant dans le document ci-joint, intitulé « Obligation verte », et établi conformément aux dispositions de la clause d'utilisation des fonds reprise dans les conditions finales, signées en date du 15 mai 2014, de chacune des deux tranches de l'Émission (les « Conditions finales d'Émission »).

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 2013 au 31 décembre 2016, d'un montant de 2 500 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 2013, 2014, 2015 et 2016.

Il nous appartient de nous prononcer :

- sur la conformité, dans tous leurs aspects significatifs, des Projets Eligibles mentionnés dans le document ci-joint, avec les critères d'éligibilité définis et approuvés conjointement par la Société et Vigeo, figurant dans le document ci-joint et auxquels il est fait référence en annexe des Conditions finales d'Émission (les « Critères d'éligibilité ») ;
- sur la concordance des montants alloués, au 31 décembre 2016, dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles, avec les données sous-tendant la comptabilité.

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 2013, 2014, 2015 et 2016. 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 2016, qui n'ont pas encore été approuvés par l'Assemblée générale des Actionnaires, ont fait l'objet de notre rapport en date du 10 mars 2017.

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 de l'Emission aux Projets Éligibles avec les données sous-tendant la comptabilité.

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 2016 dans le cadre de l'Émission aux Projets Éligibles.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention (i) sur la note incluse au paragraphe « 5.1.6.4.2 Critères d'éligibilité » qui précise que, depuis 2014, les dispositifs en place au sein du Groupe ont été renforcés afin d'améliorer la prise en compte des critères « Promotion de l'éthique des affaires » et « Achats responsables » dans les contrats et (ii) sur la note (4) incluse au paragraphe « 5.1.6.4.3 Projets Eligibles » qui précise que concernant la société Solairedirect acquise en 2015, l'alignement des dispositifs et procédures avec les règles appliquées au sein du Groupe a été finalisé en 2016.

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.

Neuilly-sur-Seine, le 17 mars 2017

L'un des Commissaires aux comptes

Deloitte & Associés

Véronique Laurent

5.1.6.5 Negotiable European Commercial Paper (NEU CP)

La Société dispose de programmes de financement à court terme (Titres négociables à court terme et *US Commercial Papers*).

La Société a mis en place un programme de Titres négociables à court terme de 5 milliards d'euros le 13 août 2008. Ce programme a été actualisé le 29 août 2016 pour tenir compte de la réforme du marché des Titres de Créances Négociables et mettre à jour l'information relative au rating à court terme d'ENGIE. Ce programme a reçu l'approbation de la Banque de France. Au 31 décembre 2016, l'encours s'établissait à 4 657 millions d'euros.

La Société a également un programme d'*US Commercial Papers* de 4,5 milliards de dollars US. Au 31 décembre 2016, l'encours s'établissait à 1 764 millions de dollars US.

5.2 Actionnariat

5.2.1 Cotation boursière

ÉVOLUTION DES COURS EXTRÊMES ET DU VOLUME DES TRANSACTIONS SUR L'ACTION ENGIE À PARIS

	Cours le + haut [1] *(en euros)*	Cours le + bas [1] *(en euros)*	Volume des transactions [2]
2016			
Janvier	15,750	13,765	6 749 903
Février	14,685	13,145	7 387 568
Mars	14,295	13,430	5 828 695
Avril	14,590	13,080	5 610 580
Mai	14,315	13,135	4 266 198
Juin	14,685	13,180	9 001 258
Juillet	15,080	14,095	4 666 688
Août	14,835	14,245	3 585 634
Septembre	14,760	13,540	5 028 889
Octobre	13,680	12,915	5 031 676
Novembre	13,005	11.255	7 837 042
Décembre	12.335	11.520	6 184 320

(1) Cours issu des cours journaliers de clôture.
(2) Moyenne journalière (source Bloomberg).

Suite au désenregistrement d'ENGIE auprès de la 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 2016, la Société comptait 2 435 285 011 actions, dont 37 522 838 actions autodétenues.

Durant l'exercice 2016, le capital de la Société n'a pas évolué.

VARIATION SIGNIFICATIVE DE L'ACTIONNARIAT D'ENGIE DES TROIS DERNIERS EXERCICES

	31 décembre 2016			31 décembre 2015		31 décembre 2014	
	Nombre d'actions	% du capital	% des droits de vote [1]	% du capital	% des droits de vote	% du capital	% des droits de vote
État	797 804 418	32,76	36,10	32,76	33,30	33,29	33,92
Actionnariat salarié	66 900 210	2,75	3,01	2,72	2,76	3,18	3,24
Groupe CDC	45 894 091	1,88	2,06	1,88	1,92	1,88	1,92
CNP Assurances	24 838 195	1,02	0,91	1,77	1,80	1,01	1,03
Groupe Bruxelles Lambert (GBL)	13 970 647	0,57	0,97	2,33	2,37	2,37	2,41
Sofina	-	-	-	0,37	0,37	0,38	0,38
Autodétention	37 522 838	1.54	-	1,62	-	1,84	-
Total dirigeants	ns	ns	ns	ns	ns	ns	ns
Public		59,48	56,95	56,55	57,48	56,05	57,10
TOTAL	**-**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

(1) Calculé sur le nombre de droits de vote exerçables au 31 décembre 2016.

5.2.3 Franchissement de seuils légaux

03/04/2016	Hausse	32,76% du capital	-	État
11/01/2017	Baisse	28.65% du capital	31.98% des droits de vote	État

L'État a franchi à la hausse le seuil du tiers des droits de vote d'ENGIE le 3 avril 2016. Ce franchissement résulte d'une attribution de droits de vote double.

L'État a franchi à la baisse les seuils du 1/3 des droits de vote et 30% du capital d'ENGIE le 11 janvier 2017. Ce franchissement résulte d'une cession de 100 000 000 actions.

À la connaissance de la Société, à la date du présent Document de Référence, seul l'État détient une participation en capital ou en droits de vote d'ENGIE supérieure à l'un des seuils légaux.

La Société n'a pas connaissance d'autres actionnaires détenant au moins 5% du capital d'ENGIE et lui ayant fait parvenir une déclaration de franchissement de seuil légal.

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 s'appliquera pour la première fois pour le paiement du dividende au titre de l'exercice 2016 et sera 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 6.1.1.2 «Perspectives», 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 12 mai 2017 la distribution d'un dividende au titre de l'exercice 2016 d'un montant de 1,0 euro par action, dont 0,50 euro par action déjà versé à titre d'acompte le 14 octobre 2016 ; la majoration de dividende s'élèvera alors à 0,10 euros pour les actions bénéficiant du dividende majoré.

Montant du dividende par action

DIVIDENDES ENGIE DES CINQ DERNIERS EXERCICES

Exercice *(actions entièrement libérées)*	**Dividende net par action** *(en euros)*
2011	1,50
2012	1,50
2013	1,50
2014	1,00
2015	1,00

Les dividendes non réclamés dans un délai de cinq ans font l'objet d'un versement au Trésor Public.

06

Informations financières

6.1 Examen de la situation financière 182
6.1.1 Rapport d'activité 182
6.1.2 Trésorerie et capitaux 196

6.2 Comptes consolidés 197
6.2.1 États financiers consolidés 198
6.2.2 Notes aux comptes consolidés 205

6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés 325

6.4 Comptes sociaux 327
6.4.1 États financiers sociaux 328
6.4.2 Notes aux comptes sociaux 332
6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 370
6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 371

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels 372

6.1 Examen de la situation financière

6.1.1 Rapport d'activité

6.1.1.1 Synthèse des résultats du Groupe

À la suite de la mise en place de sa nouvelle organisation au 1er janvier 2016, ENGIE déploie sa stratégie destinée à le positionner comme le leader de la transition énergétique dans le monde.

Toujours confronté à un environnement macroéconomique et de marché complexe, caractérisé notamment par une importante volatilité des prix des commodités, ENGIE réalise cependant, au cours de l'année 2016, des résultats solides bénéficiant d'ores et déjà des effets positifs du programme de performance *Lean 2018*.

Le **chiffre d'affaires** de 66,6 milliards d'euros est en décroissance brute de -4,6% par rapport au 31 décembre 2015 et en décroissance organique de -4,0%. La décroissance brute est impactée par un effet de change très défavorable (-725 millions d'euros) notamment sur la livre sterling et le réal brésilien, partiellement compensé par un effet de périmètre positif de +210 millions d'euros. Au-delà de ces effets, ce recul s'explique par la baisse des prix des commodités qui impacte les activités d'achat-vente de gaz et de GNL, de commercialisation de gaz et d'électricité, d'exploration-production et de production d'électricité, mais n'affecte que partiellement nos marges. Ce recul est en partie compensé par l'impact positif des températures en France, l'année 2016 ayant été légèrement froide alors que l'année 2015 avait été particulièrement chaude.

L'**EBITDA**(1) s'élève à 10,7 milliards d'euros, en recul de -5,2% en brut et en décroissance organique de -2,7%. La décroissance brute s'explique par un effet périmètre de -151 millions d'euros, principalement lié à la cession des actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis et par un effet de change défavorable lié notamment à la couronne norvégienne, au réal brésilien et à la livre sterling. L'évolution organique en 2016 bénéficie du redémarrage en Belgique des centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 1 en décembre 2015, des premiers effets du programme de performance *Lean 2018*, d'un impact favorable des températures en France ainsi que des mises en service d'actifs. Néanmoins, ces éléments n'ont qu'en partie compensé la poursuite de la baisse des prix des commodités.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -2,4% et en croissance organique de +1,6% pour atteindre 6,2 milliards d'euros. La décroissance organique de l'EBITDA est en effet compensée par l'effet favorable de la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et de l'impact de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis en 2015.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à -0,4 milliard d'euros au 31 décembre 2016, en hausse de 4,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Il intègre (i) de moindres pertes de valeur nettes d'impôt que l'an passé, (ii) l'évolution positive de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente d'électricité et de gaz, (iii) les gains enregistrés sur la cession partielle de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili, sur les cessions des centrales de Paiton en Indonésie et de Meenakshi en Inde et sur celles des titres disponibles à la vente (Transportadora de Gas del Perú (TgP) au Pérou et Ores Assets en Belgique) et (iv) la réduction du taux d'impôt en France à l'horizon 2020 introduite par la Loi de Finance 2017. Ces éléments sont partiellement compensés par l'impact négatif de la baisse du taux d'actualisation relatif aux provisions pour retraitement et stockage de combustibles nucléaires (aval de cycle) et la hausse des coûts de restructuration liés notamment à la fermeture de sites d'exploitation en Australie, en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 2,5 milliards d'euros, est en diminution de 0,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015, en ligne avec le recul du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence.

Le ***cash flow* des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 9,7 milliards d'euros, globalement stable par rapport au 31 décembre 2015, malgré la baisse de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

La **dette nette** s'établit à 24,8 milliards d'euros, en baisse de 2,9 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* opérationnel sur l'exercice (9,7 milliards d'euros) et les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (4,0 milliards d'euros) avec notamment les cessions (i) du portefeuille d'actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis, (ii) d'actifs de production thermique d'électricité en Indonésie et en Inde, (iii) des parcs éoliens exploités par Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding (FEIH), coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, (iv) des titres disponibles à la vente (Ores Assets en Belgique et TgP au Pérou) et (v) la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (7,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros).

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence qui s'élevait à 12 millions d'euros en 2015.

6.1.1.2 Perspectives

Depuis 2016, le Groupe est engagé dans un plan de transformation à 3 ans visant à créer de la valeur et à améliorer son profil de risque. Ce plan, aujourd'hui très avancé, s'appuie sur **3 programmes principaux** :

- le **programme de rotation de portefeuille** (objectif de 15 milliards d'euros d'impact dette nette sur 2016-2018). Le Groupe a annoncé, à ce jour, des cessions pour **8,0 milliards d'euros** (soit plus de 50% du programme total) dont **7,2 milliards d'euros déjà finalisées** [(1)] ;
- le **programme d'investissements** (16 milliards d'euros [(2)] d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018) dont 4,7 milliards d'euros ont été investis à fin décembre 2016 ;
- le **programme de performance** *Lean 2018*. Compte tenu des avancées du programme, le Groupe **augmente son objectif 2018 de 20%** soit **1,2 milliard d'euros de gains nets** attendus au niveau de l'EBITDA à horizon 2018. À fin décembre 2016, 530 millions d'euros de gains nets au niveau de l'EBITDA ont été réalisés, ce qui est supérieur à l'objectif initial pour 2016 de 500 millions d'euros.

Pour 2017 [(3)], le Groupe prévoit un **résultat net récurrent part du Groupe compris entre 2,4 et 2,6 milliards d'euros, en forte croissance organique par rapport à 2016**. Cet objectif repose sur une fourchette d'estimation d'EBITDA de 10,7 à 11,3 milliards d'euros, **lui aussi en forte croissance organique**.

Pour la période 2017-2018, le Groupe prévoit :

- un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5x ; et
- une notation de catégorie «A».

Au titre des résultats **2016**, le Groupe confirme le paiement d'un dividende de 1 euro par action et par an, en numéraire.

Au titre des résultats **2017 et 2018**, le Groupe s'engage à verser un dividende de 0,70 euro par action et par an, en numéraire.

6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**66 639**	**69 883**	**-4,6%**	**-4,0%**
EBITDA	**10 689**	**11 274**	**-5,2%**	**-2,7%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 517)	(4 947)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 172**	**6 326**	**-2,4%**	**+1,6%**

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 31 décembre 2016 s'établit à 66,6 milliards d'euros, en baisse de -4,6% par rapport au 31 décembre 2015. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -4,0%.

Les effets de périmètre ont un impact net positif de 210 millions d'euros, provenant (i) des acquisitions réalisées en 2015 et en 2016 pour 612 millions d'euros, notamment l'acquisition d'OpTerra Energy Services aux États-Unis (241 millions d'euros) et de sociétés de services en Australie et en Nouvelle-Zélande (137 millions d'euros), (ii) des cessions ou déconsolidations d'activités pour 402 millions d'euros qui ont eu lieu en 2015 ou en 2016, comme la cession des activités de commercialisation en Hongrie (-209 millions d'euros) et celle des actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis (-88 millions d'euros). Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de -725 millions d'euros et reflètent principalement l'appréciation de l'euro vis-à-vis de la livre sterling, du réal brésilien, du peso mexicain et de la couronne norvégienne.

L'évolution organique du chiffre d'affaires est fortement impactée par la baisse des prix des commodités qui impacte les activités d'achat-vente de gaz et de GNL, de commercialisation de gaz et d'électricité, d'exploration-production et de production d'électricité. Ces effets prix, significatifs sur le chiffre d'affaires, ont un impact plus réduit sur les marges, notamment dans les activités de commercialisation. L'évolution organique des secteurs du Groupe est ainsi (i) en croissance dans les secteurs Infrastructures Europe, Benelux et Europe hors France & Benelux, (ii) stable dans les secteurs France, Amérique Latine et Amérique du Nord, (iii) en léger recul dans le secteur Autres et (iv) en recul significatif dans les secteurs Afrique/Asie, E&P ainsi que GEM & GNL.

L'**EBITDA** diminue de -5,2% pour s'établir à 10,7 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en décroissance de -2,7%.

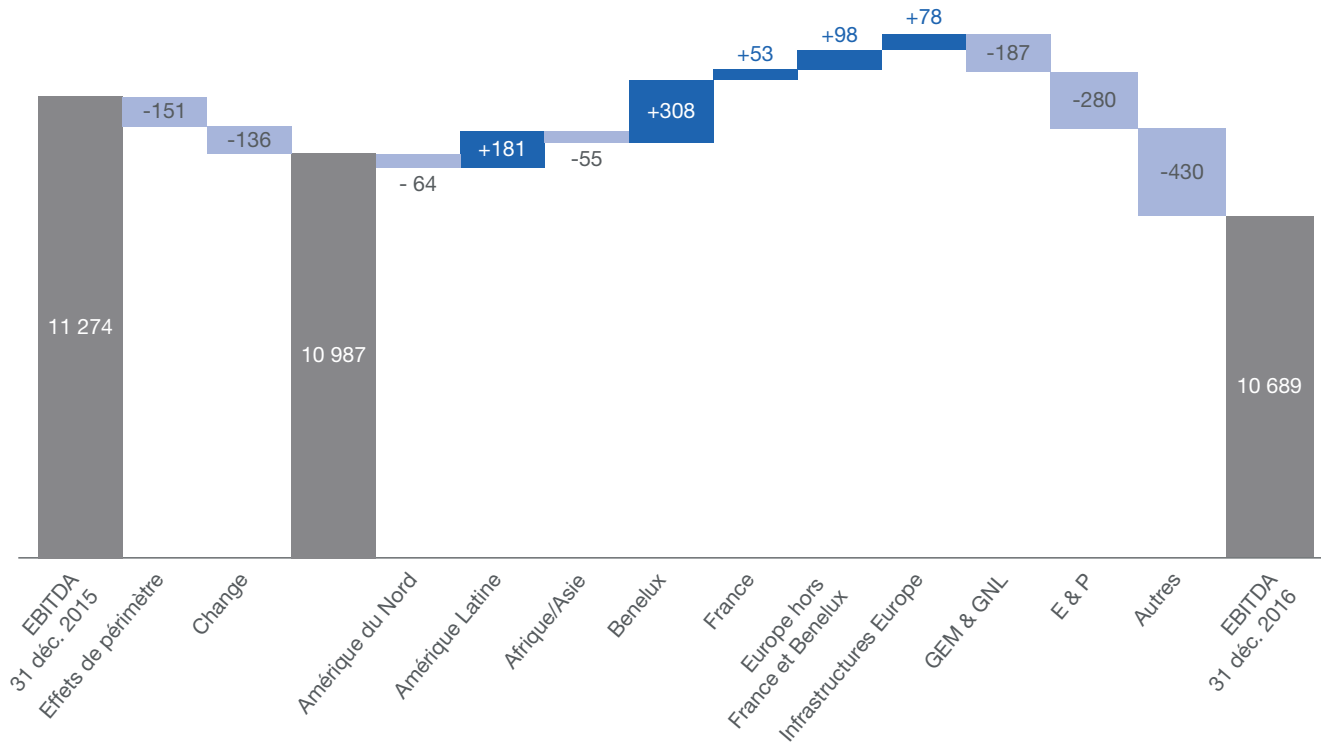
(1) À date, y compris la cession activités thermiques merchant aux États-Unis finalisée en février 2017.

(2) Y compris les investissements d'innovation et de digital.

(3) Ces objectifs et 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 et du maintien des principes comptables Groupe actuels en matière de comptabilisation des contrats d'approvisionnement et de logistique gazière, 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 2016 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2017 : €/$: 1,07 ; €/BRL : 3,54. Ces objectifs financiers intègrent la comptabilisation en EBITDA de la nouvelle contribution nucléaire belge et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de -151 millions d'euros et proviennent principalement de la cession des actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis à laquelle s'ajoute l'impact de la cession ou de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés de certaines entités mises en équivalence. Les impacts de change s'élèvent à -136 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis de la couronne norvégienne, du réal brésilien et de la livre sterling.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -298 millions d'euros (-2,7%). Celle-ci bénéficie de l'impact positif (i) des effets du programme de performance *Lean 2018*, (ii) du redémarrage en décembre 2015 des centrales nucléaires belges Doel 3, Tihange 2 et Doel 1, (iii) d'un effet température positif en France, (iv) de l'impact favorable d'une reprise de provision (dans le secteur reportable Amérique Latine) et (v) des mises en service d'actifs dans les secteurs Amérique Latine, Afrique/Asie et E&P. Néanmoins, ces éléments positifs n'ont que partiellement compensé (i) les effets prix négatifs principalement dans les activités d'exploration-production, les activités *midstream* gaz et GNL et les activités de production d'électricité, (ii) l'impact des éléments ponctuels positifs comptabilisés en 2015 et (iii) des effets volume défavorables notamment dans les activités d'exploration-production et de stockage en France.

Selon les secteurs, la performance organique de l'EBITDA est fortement contrastée :

- en Amérique du Nord et Afrique/Asie, l'EBITDA est en baisse en raison d'effets prix défavorables impactant les marges des actifs de production d'électricité (notamment en Amérique du Nord, en Thaïlande, à Singapour et en Inde), et de la moindre disponibilité des actifs charbon en Australie. Ces effets sont en partie compensés par la bonne maîtrise des coûts et l'effet favorable de la mise en service d'actifs en Afrique du Sud ;
- en Amérique Latine, la croissance organique de l'EBITDA est forte, portée par la mise en service de l'extension du réseau de gaz de Mayakan au Mexique, celles des centrales de production d'électricité Quitaracsa et Nodo Energetico au Pérou et par la mise en service complète de la centrale hydroélectrique Jirau au Brésil. Le Brésil bénéficie également de l'impact favorable d'une reprise de provision ;
- l'EBITDA du Benelux est en forte hausse grâce à l'impact positif du redémarrage des centrales nucléaires Doel 3, Tihange 2 et Doel 1 en fin d'année 2015, que vient partiellement compenser la dégradation de l'EBITDA des activités de services, notamment dans l'*Oil & Gas* ;
- l'EBITDA du secteur France est en amélioration du fait de l'effet température positif sur les ventes de gaz, de la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité et de la bonne performance des activités de réseaux. Ces hausses sont en partie compensées par la baisse des prix d'électricité captés dans les activités de production hydroélectrique et les difficultés dans la fourniture de gaz aux professionnels ;
- la croissance du secteur Europe hors France & Benelux est portée par l'amélioration de la performance des activités de services (notamment au Royaume-Uni) et de vente d'énergie en Italie. Ces éléments sont en partie compensés par l'impact négatif des nouveaux tarifs de distribution de gaz en Roumanie ;
- l'EBITDA du secteur Infrastructures Europe est en hausse, du fait de l'effet positif de la température et des hausses tarifaires dans la distribution et le transport ;
- le secteur GEM & GNL affiche une baisse de l'EBITDA due aux révisions des conditions d'approvisionnement en gaz plus importantes en 2015 qu'en 2016 et à l'arrêt des livraisons en provenance du Yémen depuis avril 2015 ;
- les activités d'exploration-production affichent une contraction de l'EBITDA en raison de la baisse des prix du pétrole et du gaz sur les

marchés et d'une moindre production d'hydrocarbures notamment liée à l'arrêt de Njord et Hyme depuis juin 2016 ;

- le secteur Autres est en décroissance organique, du fait notamment d'éléments non récurrents positifs comptabilisés en 2015 et de la contraction des activités d'ingénierie, dont les effets ne sont que partiellement compensés par la bonne performance opérationnelle des activités thermiques de production d'électricité en Europe.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 6,2 milliards d'euros, en croissance organique de +1,6% par rapport à l'exercice 2015. Au-delà des évolutions déjà commentées au niveau de l'EBITDA, s'ajoute au niveau de cet indicateur l'impact positif de la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et de la comptabilisation en actifs destinés à être cédés du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis.

6.1.1.4 Évolution des activités des secteurs reportables du Groupe

Amérique du Nord

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 814**	**3 673**	**+3,9%**	**-0,5%**
EBITDA	**475**	**633**	**-25,0%**	**-11,8%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(45)	(300)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**430**	**332**	**+29,4%**	**+61,3%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 3 814 millions d'euros, en hausse brute de +3,9% et en repli organique de -0,5%, en raison du recul des prix et des volumes de production, partiellement compensé par la croissance des volumes aux clients finaux. Cette variation brute tient également compte des impacts périmètre relatifs à l'acquisition d'OpTerra Energy Services en février 2016, et à la cession des actifs hydroélectriques *merchant* en juin 2016.

Les ventes d'électricité atteignent 65,8 TWh, en baisse de -2,9 TWh du fait de la contraction des volumes produits aux États-Unis, principalement causée par la diminution des prix de gros des commodités, mais également affectée par la cession citée précédemment. Les volumes de ventes aux clients finaux aux États-Unis sont en hausse, compensant ainsi en partie la réduction des volumes de production.

L'**EBITDA** atteint 475 millions d'euros, en baisse brute de -25,0% et en repli organique de -11,8%. Cette variation organique s'explique principalement par des marges plus faibles dans les activités de production aux États-Unis, partiellement compensées par une performance accrue des activités de commercialisation aux États-Unis et par des économies de coûts. La variation brute est négativement impactée par la cession des actifs hydroélectriques *merchant* et par la comptabilisation en actifs destinés à être cédés de certaines entités mises en équivalence.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence atteint 430 millions d'euros, en hausse brute de +29,4% et en croissance organique de +61,3%, en raison des effets positifs sur les dotations aux amortissements résultant à la fois du traitement comptable des actifs destinés à être cédés et des pertes de valeur comptabilisées en 2015.

Amérique Latine

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**4 075**	**4 197**	**-2,9%**	**+0,2%**
EBITDA	**1 696**	**1 563**	**+8,5%**	**+12,0%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(412)	(388)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**1 284**	**1 175**	**+9,3%**	**+13,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique Latine, impacté par la dépréciation du réal brésilien et du peso mexicain, est en baisse brute de -2,9% à 4 075 millions d'euros, et en augmentation organique de +0,2%.

Au Brésil, l'impact de l'inflation sur les prix moyens des contrats bilatéraux ne permet pas de compenser l'effet des prix *spot* particulièrement élevé dont avait bénéficié la performance en 2015. Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale hydroélectrique de Quitaracsa (octobre 2015) et de la centrale thermique de Nodo Energetico (octobre 2016), tandis que le Mexique bénéficie de la mise en service de l'extension du gazoduc de Mayakan (avril 2015), de l'augmentation des volumes de gaz distribués et de hausses tarifaires. Au Chili, le recul du prix des commodités affecte les prix de vente.

Les ventes d'électricité sont en diminution de -0,7 TWh et s'élèvent à 59,3 TWh, tandis que les ventes de gaz sont en augmentation de +3,9 TWh et s'établissent à 30,4 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 1 696 millions d'euros, en hausse brute de +8,5% et en croissance organique de +12,0% par rapport à 2015 et ce, malgré l'impact négatif de la dépréciation du real brésilien et du peso mexicain. Cette progression de +12,0% s'explique par l'impact favorable d'une reprise de provision et par une meilleure performance du Pérou et du Mexique, partiellement compensé par des résultats plus faibles au Chili.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 284 millions d'euros, en variation organique de +13,2% principalement grâce à l'amélioration de l'EBITDA.

Afrique/Asie

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 804**	**4 244**	**-10,4%**	**-12,1%**
EBITDA	**1 162**	**1 237**	**-6,0%**	**-4,5%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(239)	(265)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**923**	**972**	**-5,1%**	**-1,7%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 3 804 millions d'euros, en repli brut de -10,4% et organique de -12,1%. S'agissant des effets périmètre, la contribution des activités de services en Australie et en Nouvelle-Zélande acquises fin 2015 compense plus que largement l'effet négatif du taux de change, principalement dû à l'appréciation de l'euro face au baht thaïlandais et à la livre turque ainsi que l'effet de la cession de la centrale à charbon de Meenakshi en Inde en septembre 2016. Le recul organique s'explique à la fois par une baisse des volumes produits et par la répercussion de la baisse des coûts du gaz et du charbon sur les prix de vente de l'électricité en Thaïlande et en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 51 TWh, en diminution de -3,8 TWh, en raison d'une baisse des volumes en Thaïlande et en Australie.

L'**EBITDA** atteint 1 162 millions d'euros, en baisse brute de -6,1% et en diminution organique de -4,5%, principalement du fait de la disponibilité réduite des centrales à charbon en Australie et d'une réduction des marges en Thaïlande, à Singapour et en Inde, dont l'impact est partiellement compensé par les économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018* et par la mise en service des actifs de production d'électricité en Afrique du Sud (Avon, West Coast et Dedisa).

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 923 millions d'euros, en variation organique de -1,7%, essentiellement pour les mêmes raisons que celles citées précédemment pour l'EBITDA. Il est également favorablement impacté par une diminution des charges d'amortissement en raison des pertes de valeur comptabilisées fin 2015.

Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**9 044**	**8 732**	**+3,6%**	**+3,4%**
EBITDA	**755**	**445**	**+69,5%**	**+69,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(383)	(354)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**371**	**91**	**NA**	**NA**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 9 044 millions d'euros, en hausse brute de +3,6% et organique de +3,4% par rapport à 2015. Cette hausse provient du redémarrage des centrales nucléaires de Doel 1, Doel 3 et Tihange 2 fin 2015. Celle-ci est en partie compensée par la baisse des prix de vente (sans impact sur les marges) dans les activités de commercialisation de gaz, ainsi que par la baisse des revenus dans les activités de services, notamment dans le secteur *Oil & Gas*.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité sont en hausse de +9,0 TWh, principalement en raison de la disponibilité accrue du parc nucléaire. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable à 46%. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont en légère hausse (+1,1 TWh).

Les ventes de gaz naturel au Benelux sont de 49,2 TWh, en hausse de +2,2 TWh par rapport à fin 2015. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable à 43%.

L'EBITDA s'établit à 755 millions d'euros, en forte hausse de +69,5% en brut, du fait du redémarrage des trois centrales nucléaires en fin d'année dernière, des économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018* et ce, malgré la baisse des activités de services.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la hausse de l'EBITDA.

France

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**20 332**	**20 248**	**+0,4%**	**+0,2%**
EBITDA	**1 315**	**1 274**	**+3,2%**	**+4,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(620)	(565)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**695**	**709**	**-1,9%**	**+2,8%**

VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %
Ventes de gaz	154,1	150,1	+2,7%
Ventes d'électricité	56,9	50,9	+11,8%

CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	2,2	(6,6)	+8,8

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 20 332 millions d'euros, en légère hausse de +0,4% en brut et de +0,2% en organique du fait de la croissance des ventes d'électricité à la fois sur le marché des professionnels et des particuliers et d'un effet température positif sur les ventes de gaz que compense la baisse du nombre de clients et des prix de vente.

Les ventes de gaz naturel augmentent de +4,0 TWh dont +8,8 TWh liés à l'effet température et -4,8 TWh du fait des pertes de clients liées à la pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché d'environ 74% sur le marché des particuliers et d'environ 25% sur le marché d'affaires. Les ventes d'électricité augmentent de +6,0 TWh par rapport à l'année 2015 et poursuivent leur développement aussi bien pour les ventes aux clients particuliers (+2,1 TWh) que pour les ventes sur le segment des professionnels (+2,5 TWh) ainsi que pour la production d'électricité renouvelable (+1,4 TWh).

L'EBITDA s'établit à 1 315 millions d'euros, en croissance organique de +4,3%, s'expliquant notamment par la bonne performance des activités de réseaux de chaleur, par la hausse des volumes vendus dans les activités de ventes d'électricité aux clients particuliers et professionnels, par la hausse de la production des renouvelables, par la bonne

performance des services BtoB et par la bonne maîtrise des coûts. Ces effets sont en partie compensés par la baisse des prix et des volumes de gaz vendus aux professionnels.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 695 millions d'euros, en croissance organique de +2,8% en lien avec la croissance organique de l'EBITDA.

Europe hors France & Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 118**	**8 491**	**-4,4%**	**+1,9%**
EBITDA	**612**	**559**	**+9,5%**	**+19,2%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(202)	(218)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**410**	**341**	**+20,2%**	**+36,4%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 8 118 millions d'euros, en diminution brute de -4,4%, reflétant l'impact du taux de change (principalement dû à la dépréciation de la livre sterling) et la cession des activités de commercialisation en Hongrie en septembre 2015. La croissance organique de +1,9% s'explique notamment par la hausse des revenus des activités de service et par des conditions météorologiques favorables en Roumanie qui font plus que compenser la baisse des tarifs de distribution de gaz en Roumanie.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de +1,1 TWh pour atteindre 29,1 TWh. Les ventes de gaz sont en baisse de -6,3 TWh et s'établissent à 68,2 TWh, principalement en raison de la cession des activités de commercialisation en Hongrie.

L'**EBITDA** atteint 612 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +19,2%. Cette évolution s'explique notamment par les impacts positifs du programme de performance *Lean 2018*, par la hausse des marges des activités de services au Royaume-Uni et l'amélioration de la performance des activités de commercialisation d'énergie en Italie ; amélioration en partie compensée par l'impact de la baisse des tarifs de distribution du gaz en Roumanie.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 410 millions d'euros, en variation organique de +36,4% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

Infrastructures Europe

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 267**	**3 027**	**+8,0%**	**+8,1%**
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	**6 762**	**6 585**	**+2,7%**	
EBITDA	**3 459**	**3 381**	**+2,3%**	**+2,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 390)	(1 327)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**2 068**	**2 054**	**+0,7%**	**+0,6%**

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 762 millions d'euros, en hausse de +2,7% par rapport à 2015, du fait :

- de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+3,9% au 1er juillet 2015 et +2,8% au 1er juillet 2016) et de celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+2,5% au 1er avril 2015 et +4,6% au 1er avril 2016) en France ;
- d'un effet température favorable (1) .

Et ce malgré :

- une moindre commercialisation des capacités de stockage en France ;
- la baisse des opérations d'achat/vente de gaz pour maintenir les performances techniques des stockages (faiblesse des *spreads* été/hiver).

Le chiffre d'affaires contributif atteint 3 267 millions d'euros en progression de +8,0% par rapport à 2015. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers et l'effet favorable des hausses tarifaires.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 459 millions d'euros, en hausse de +2,3% par rapport à l'année précédente grâce à l'augmentation du chiffre d'affaires.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 2 068 millions d'euros, en hausse de +0,7% par rapport à 2015 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service de GRTgaz et GRDF en 2015.

(1) 12,2 TWh de température chaude en 2015 et -4 TWh de température froide en 2016 soit +114 millions d'euros valorisés à 7 €/MWh.

GEM & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**8 981**	**11 320**	**-20,7%**	**-20,5%**
EBITDA	**3**	**196**	**-98,3%**	**-98,3%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(77)	(86)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(74)**	**110**	**NA**	**NA**

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM & GNL au 31 décembre 2016 s'élève à 8 981 millions d'euros, en baisse de -20,7% par rapport à fin décembre 2015. Cette évolution s'explique principalement par la chute des prix de vente des commodités en Europe comme en Asie par rapport à l'an passé.

Les ventes externes de GNL sont stables à 81 TWh, soit 108 cargaisons.

L'**EBITDA** s'établit à 3 millions d'euros, en baisse par rapport à fin décembre 2015, principalement du fait de produits liés à la révision des conditions d'approvisionnement en gaz survenue en 2015 plus conséquents qu'en 2016, ainsi que de l'arrêt des livraisons de GNL en provenance du Yémen depuis avril 2015. Ces effets ont été partiellement compensés par des opportunités de vente de GNL en Asie survenues au quatrième trimestre 2016 et par des gains significatifs réalisés dans le cadre du programme de performance *Lean 2018*.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à -74 millions d'euros à fin décembre 2016, en décroissance brute et organique, en lien avec l'EBITDA.

E&P

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**1 799**	**2 242**	**-19,8%**	**-17,8%**
EBITDA	**1 198**	**1 514**	**-20,9%**	**-18,9%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(662)	(969)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**536**	**546**	**-1,8%**	**-0,2%**

Le **chiffre d'affaires** du secteur E&P s'élève à 1 799 millions d'euros au 31 décembre 2016, en baisse de -19,8% en brut et -17,8% en organique. Ce recul s'explique principalement par l'impact de la chute des prix du gaz et du pétrole et par la baisse de la production totale d'hydrocarbures de -2,8 Mbep (56,3 Mbep à fin décembre 2016 versus 59,1 Mbep à fin décembre 2015) sur la période, avec l'arrêt, début juin, de la production de Njord et Hyme en Norvège, partiellement compensé par la bonne performance des autres actifs et par les derniers impacts de la mise en service de Gudrun. Les écarts de taux de change expliquent le reste de la variation brute.

L'**EBITDA** s'élève à 1 198 millions d'euros, en baisse de -20,9% en variation brute et -18,9% en variation organique. Cette décroissance est en ligne avec celle du chiffre d'affaires que compense partiellement la forte réduction des coûts d'extraction et d'exploration.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 536 millions d'euros à fin décembre 2016, en baisse brute de -1,8% et en baisse organique de -0,2% ; la baisse de l'EBITDA étant en grande partie compensée par la réduction des charges d'amortissement résultant des pertes de valeur enregistrées fin 2015 et par de moindres charges relatives aux coûts d'exploration pré-capitalisés.

Autres

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	**3 405**	**3 710**	**-8,2%**	**-6,7%**
EBITDA	**15**	**472**	**-96,9%**	**-92,4%**
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(487)	(476)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**(472)**	**(4)**	**NA**	**NA**

Le secteur Autres englobe les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT ainsi que les activités *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe, les activités de Solairedirect et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 3 405 millions d'euros, en diminution brute de -8,2% et organique de -6,7%. L'effet de change négatif de la livre sterling est partiellement compensé par les contributions positives des entrées de périmètre liées aux diverses acquisitions dont Solairedirect. La baisse organique est principalement liée aux fermetures des centrales à charbon de Rugeley (1 GW) début juin 2016, de Gelderland (0,6 GW) fin 2015 et de la centrale à gaz de Twinerg (0,4 GW) en juin 2016.

Les ventes d'électricité s'établissent à 21,6 TWh, en baisse de -0,5 TWh par rapport à 2015. Les fermetures des centrales de Rugeley, Gelderland et Twinerg sont compensées par la hausse de la production des centrales à gaz aux Pays-Bas principalement.

L'EBITDA s'élève à 15 millions d'euros, en décroissance brute et organique par rapport à fin décembre 2015, du fait d'éléments non récurrents positifs en 2015 (dont des dommages et intérêts de retard reçus dans le cadre de deux projets de centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas) et de la contraction des activités d'ingénierie de Tractebel et ce, malgré une meilleure performance des activités thermiques de production d'électricité avec notamment la mise en service de Wilhelmshaven en octobre 2015.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -472 millions d'euros, en baisse brute et organique, en lien avec celle de l'EBITDA.

6.1.1.5 Autres éléments du compte de résultat

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	**6 172**	**6 326**	**-2,4%**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	(261)	
Pertes de valeur	(4 192)	(8 748)	
Restructurations	(476)	(265)	
Effets de périmètre	544	(46)	
Autres éléments non récurrents	(850)	(248)	
Résultat des activités opérationnelles	**2 452**	**(3 242)**	**NA**
Résultat financier	(1 380)	(1 547)	
Impôts sur les bénéfices	(909)	(324)	
RÉSULTAT NET	**163**	**(5 113)**	**NA**
dont Résultat net part du Groupe	(415)	(4 617)	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	579	(496)	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 452 millions d'euros, en progression par rapport au 31 décembre 2015 principalement en raison (i) de moindres pertes de valeur comptabilisées sur l'exercice 2016, (ii) de l'impact positif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (iii) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs et de titres disponibles à la vente, partiellement compensés (iv) par la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence et (v) par la comptabilisation de coûts additionnels liés à la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique, au démantèlement et remise en état de la centrale d'Hazelwood et de la mine de charbon adjacente en Australie, et aux plans de restructurations engagés dans le cadre du programme de transformation du Groupe.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2016 des pertes de valeur de 1 690 millions d'euros sur les *goodwills,* 2 485 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 147 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, GEM & GNL, France et Amérique du Nord. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'incidence de ces pertes de valeurs sur le résultat net part du Groupe s'élève à -3 866 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 8.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés.

En 2015, le Groupe avait constaté des pertes de valeur de 2 628 millions d'euros sur les *goodwills,* 5 731 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 402 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 E&P, GEM & GNL, Afrique/Asie, Amérique du Nord et France.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact positif de +1 254 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de -261 millions d'euros au 31 décembre 2015. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement positifs sur ces positions, et par des effets nets positifs liés au débouclement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2015 ;
- des charges de restructuration de -476 millions d'euros (contre -265 millions d'euros au 31 décembre 2015) comprenant notamment (i) des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, site immobiliers et centrales de production d'électricité pour 230 millions d'euros et (ii) des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique pour 154 millions d'euros ;
- des «Effets de périmètre» (résultats de cessions d'entités consolidées et gains de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à 544 millions d'euros, comprenant les gains enregistrés sur la cession de la totalité de la participation de 40,5% du Groupe dans les centrales à charbon de Paiton en Indonésie pour 225 millions d'euros, de la cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili pour 211 millions d'euros et de la cession de la participation de 89,9% dans les centrales à charbon de Meenakshi en Inde pour 84 millions d'euros (*cf. Note 4.1*) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -850 millions d'euros comprenant notamment la charge nette de -584 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (*cf. Note 18.2*), ainsi qu'une charge de -124 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état du site de la centrale d'Hazelwood et de la mine de charbon adjacente en Australie suite à l'approbation fin 2016 par les actionnaires de la fermeture du site et du plan de réhabilitation.

L'amélioration du résultat financier (-1 380 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre -1 547 millions d'euros au 31 décembre 2015) résulte de la baisse du coût de la dette brute ainsi que de moindres charges non récurrentes par rapport au 31 décembre 2015.

La charge d'impôt au 31 décembre 2016 s'établit à -909 millions d'euros (contre -324 millions d'euros au 31 décembre 2015). Elle comprend un produit d'impôt de +824 millions d'euros relatifs aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre 1 110 millions d'euros en 2015), lesquels incluent notamment pour +904 millions d'euros l'impact de la réévaluation au nouveau taux de 28,92% prévu par la Loi de Finance 2017 des impôts différés comptabilisés par les entités françaises et +326 millions d'euros provenant des pertes de valeurs comptabilisées en 2016 sur les actifs corporels et incorporels. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 41,9%, en augmentation par rapport au taux effectif récurrent de 2015 (39,0%) en raison notamment des effets liés à la reprise de provisions pour litiges fiscaux en 2015.

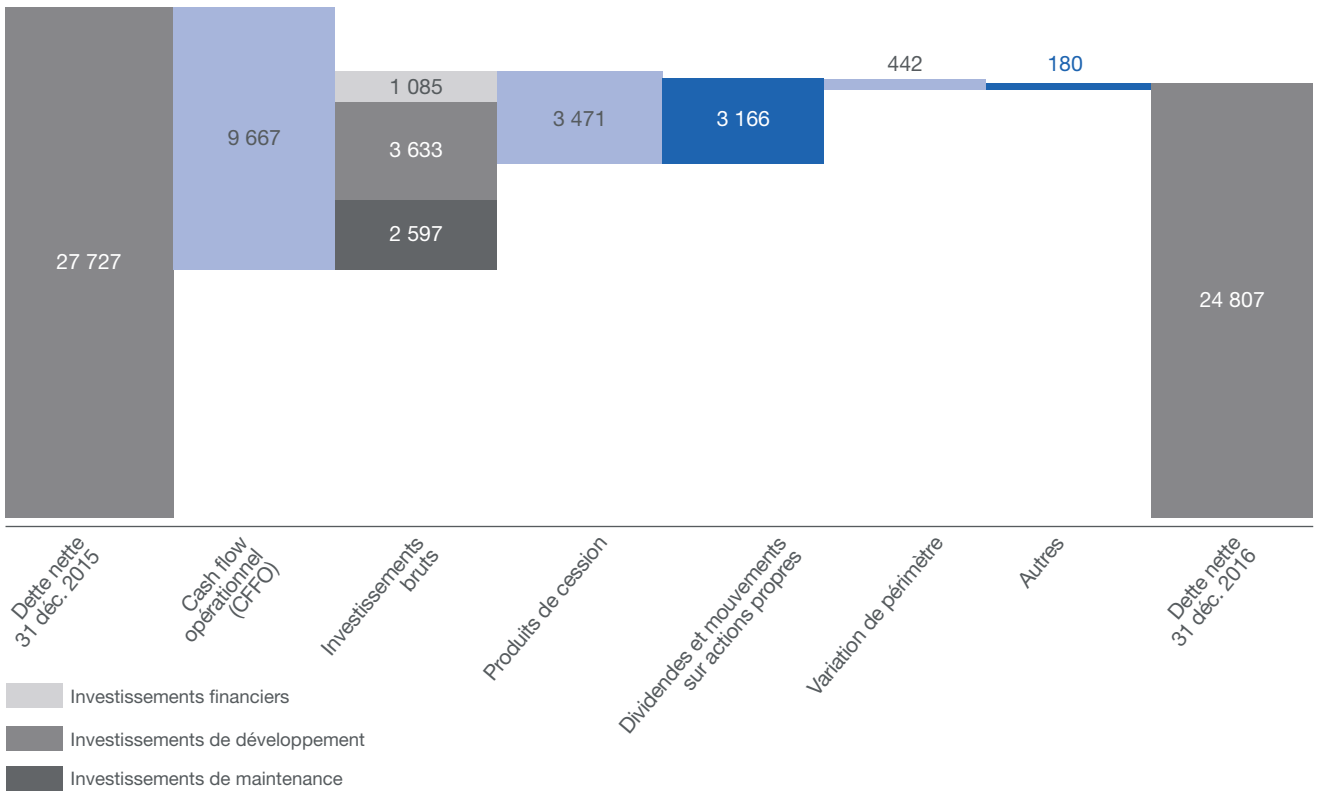
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +579 millions d'euros, en hausse par rapport au 31 décembre 2015, notamment en raison de l'impact de la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) via notre filiale ENGIE Energía Chile détenue à 53%, ainsi que de l'amélioration des résultats de nos activités dans l'exploration-production et en Australie.

6.1.1.6 Évolution de l'endettement financier net

La **dette nette** s'établit à 24,8 milliards d'euros, en baisse de 2,9 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2015. Cette amélioration s'explique principalement par la génération de *cash flow* opérationnel sur l'exercice (9,7 milliards d'euros) et les premiers effets du programme de rotation de portefeuille (4,0 milliards d'euros) avec notamment les cessions (i) du portefeuille d'actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis, (ii) d'actifs de production thermique d'électricité en Indonésie et en Inde, (iii) des parcs éoliens exploités par Maïa Eolis à Futures Énergies Investissements Holding (FEIH), coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, (iv) des titres disponibles à la vente (Ores Assets en Belgique et TgP au Pérou) et (v) la mise en place d'un partenariat dans le projet TEN entraînant la cession de 50% de cette participation au Chili. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur la période (7,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,4 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,5 milliard d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2016 à 2,32 :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Endettement financier net	24 807	27 727
EBITDA	10 689	11 274
RATIO DETTE NETTE/EBITDA	**2,32**	**2,46**

6.1.1.6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 10 263 millions d'euros au 31 décembre 2016, en baisse de 679 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2015.

L'évolution de la MBAO suit celle de l'EBITDA.

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact positif de 1,4 milliard d'euros en lien avec l'évolution du prix des commodités par rapport au 31 décembre 2015.

6.1.1.6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 7 315 millions d'euros et comprennent :

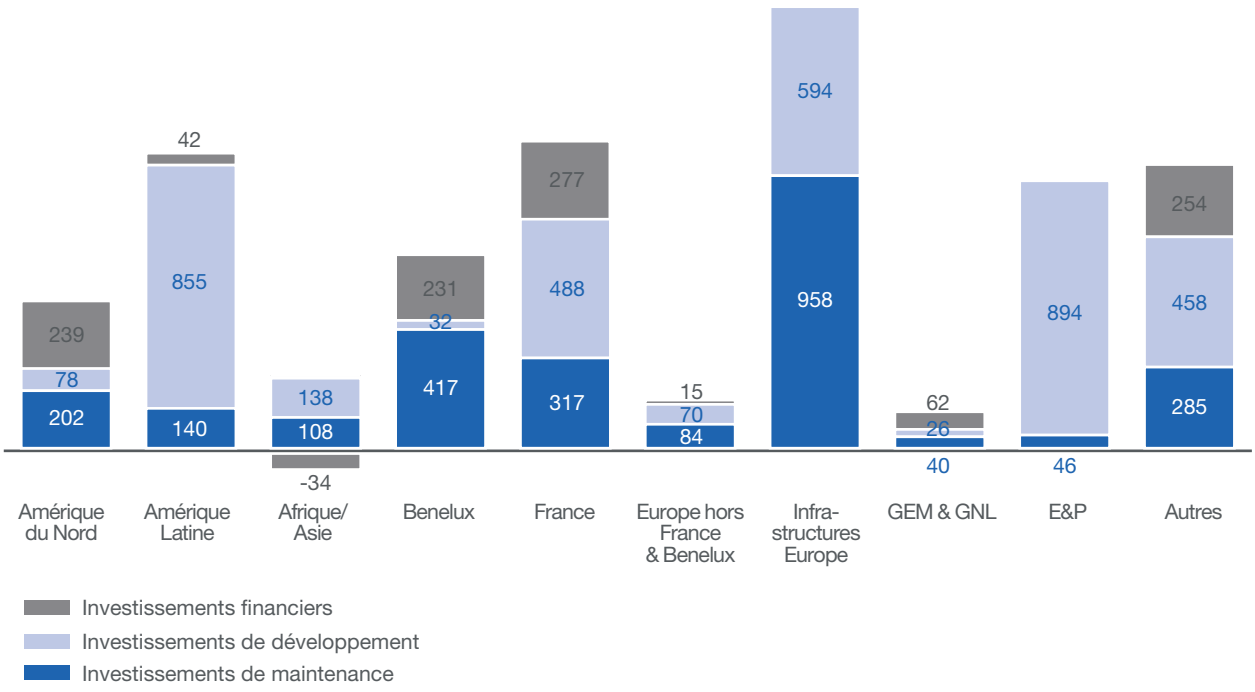
- des investissements financiers pour 1 085 millions d'euros. Ceux-ci proviennent principalement de l'acquisition d'OpTerra Energy Services et de Green Charge Networks aux États-Unis pour respectivement 187 millions d'euros et 51 millions d'euros, de l'acquisition de 51% des actions de Maïa Eolis (éolien en France) pour 152 millions d'euros, et de l'augmentation de 248 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 3 633 millions d'euros, dont 855 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales et de développement de champs éoliens au Pérou, au Chili, et au Brésil), 894 millions d'euros sur le secteur E&P (développement de champs gaziers principalement en Algérie, en Indonésie, au Royaume-Uni et en Norvège), 594 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe, et enfin 429 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïque de Solairedirect principalement en Inde et au Chili ;
- et des investissements de maintenance de 2 597 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant *cash* de 3 471 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production hydroélectrique *merchant* aux États-Unis pour 868 millions d'euros, de la totalité de sa participation de 40,5% dans Paiton et de 89,9% dans Meenakshi pour respectivement 1 268 millions d'euros et -278 millions d'euros, d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) pour 272 millions d'euros, ainsi que des titres Ores Assets pour 410 millions d'euros.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-442 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 3 402 millions d'euros.

Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



6.1.1.6.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 3 166 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 397 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2015 (soit 0,50 euro par action) versé en mai 2016 et à l'acompte sur dividende (soit 0,50 euro par action) versé en octobre 2016 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 541 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 146 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

6.1.1.6.4 Endettement net au 31 décembre 2016

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 77% en euros, 13% en dollars américains et 3% en livres sterling au 31 décembre 2016.

La dette nette est libellée à 83% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,4 ans.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,6 milliards d'euros.

6.1.1.7 Autres postes de l'état de situation financière

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	Variation nette
Actifs non courants	**98 905**	**101 204**	**(2 299)**
Dont *goodwills*	17 372	19 024	(1 652)
Dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	64 378	64 001	378
Dont participations dans les entreprises mises en équivalence	6 624	6 977	(353)
Actifs courants	**59 595**	**59 454**	**141**
Capitaux propres	**45 447**	**48 750**	**(3 303)**
Provisions	22 208	18 835	3 372
Dettes financières	36 950	39 155	(2 206)
Autres passifs	53 895	53 917	(22)

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 64,4 milliards d'euros, en hausse de +0,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette variation résulte pour l'essentiel des acquisitions et développements de l'année (+6,1 milliards d'euros), des autres variations (+1,0 milliard d'euros principalement relatif à l'augmentation de l'actif de démantèlement reconnu en contrepartie des provisions comptabilisées au titre du démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique), des écarts de conversion (+0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-4,4 milliards d'euros) et les pertes de valeurs (-2,5 milliards d'euros).

Les *goodwills* sont en baisse de -1,7 milliards d'euros à 17,4 milliards d'euros essentiellement suite aux pertes de valeurs comptabilisées.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 45,5 milliards d'euros, en baisse de -3,3 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,9 milliards d'euros) et des autres éléments du résultat global (-0,5 milliard d'euros principalement relatifs aux écarts actuariels et aux couvertures d'investissement net ou de flux de trésorerie nets d'impôts partiellement compensés par des écarts de conversion).

Les **provisions** s'élèvent à 22,2 milliards d'euros, en hausse de 3,4 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2015. Cette augmentation provient principalement de l'impact de la révision des provisions pour démantèlement d'installations nucléaires (+1,1 milliard d'euros), des pertes actuarielles sur les provisions pour avantages postérieurs à l'emploi (+0,7 milliard d'euros) en raison de la baisse des taux d'actualisation sur la période et des impacts de la désactualisation des provisions (+0,6 milliard d'euros).

6.1.1.8 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 2016, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 17 939 millions d'euros en retrait de 10% par rapport à 2015, notamment sous l'effet de la baisse des ventes de gaz compensée pour partie par l'activité électricité en progression.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à -1 252 millions d'euros contre -744 millions d'euros en 2015. Cette diminution provient pour l'essentiel de la baisse de la marge énergie et de l'augmentation des autres charges externes hors coûts des infrastructures.

Le résultat financier est positif à 1 294 millions d'euros contre 1 089 millions d'euros sur l'exercice 2015. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 2 043 millions d'euros contre 2 055 millions d'euros en 2015, et le coût de la dette en légère diminution à -744 millions d'euros, principalement composé des charges d'intérêts sur les emprunts obligataires.

Le résultat exceptionnel est négatif à hauteur de -266 millions d'euros. Celui-ci s'explique à hauteur de -190 millions d'euros par une provision pour litige, une dépréciation d'un actif incorporel contractuel ainsi que diverses dépenses engagées sur des opérations de restructuration. Le complément provient notamment à hauteur de -54 millions d'euros de dépréciations nettes sur titres et pour -39 millions d'euros d'amortissements dérogatoires.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 672 millions d'euros contre un produit d'impôt de 540 millions d'euros en 2015 (ces montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 405 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 350 millions d'euros en 2015).

Le résultat net ressort à 448 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 37 976 millions d'euros contre 39 903 millions d'euros à fin 2015, principalement sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire. Le bénéfice distribuable s'élève à 1 941 millions d'euros et la capacité distributive à 34 741 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, les dettes financières, ressortent à 30 709 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 5 075 millions d'euros (dont 3 077 millions d'euros de comptes courant filiales).

INFORMATIONS RELATIVES AUX DÉLAIS DE PAIEMENT

La loi de modernisation de l'économie n° 2008-776 du 4 août 2008, dite loi «LME», et son décret d'application n° 2008-1492 du 30 décembre 2008, prévoient que 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. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes d'ENGIE SA à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Échues	93	149	242	20	112	132
À 30 jours	260	347	607	254	30	284
À 45 jours	65	4	69	141	253	394
À + 45 jours	17	-	17	54	-	54
TOTAL	**435**	**500**	**935**	**469**	**395**	**864**

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 2016 s'élève à 34,8 milliards d'euros, en baisse par rapport à fin 2015 et se compose principalement de financements obligataires pour 22 milliards d'euros et d'emprunts bancaires (y compris les locations financement) pour un montant de 6,2 milliards d'euros. Les autres emprunts et tirages sur lignes de crédit représentent un montant de 0,4 milliard d'euros. Les emprunts à court terme *Commercial Papers*/titres négociables à court terme représentent 18% de la dette brute totale à fin 2016.

81% de la dette brute est émise sur les marchés financiers (obligataires et *Commercial Papers*/titres négociables à court terme).

Hors coût amorti, effet des instruments financiers dérivés et cash collatéral, la dette nette atteint 24,8 milliards d'euros à fin 2016.

Hors coût amorti mais après impact change des dérivés, la dette nette est exprimée à 77% en euros, 13% en dollars américains et 3% en livres sterling à fin 2016.

Après impact des dérivés, 83% de la dette nette est à taux fixe. Le coût moyen de la dette brute s'établit à 2,78%, en baisse de 21 points de base par rapport à 2015. La durée moyenne de la dette nette est de 9,4 ans à fin 2016.

Principales opérations de l'année 2016

Les principales opérations de l'année 2016 impactant l'endettement financier net sont décrites dans la Note 15.3.2. de la Section 6.2 «Comptes consolidés». Par ailleurs, le Groupe a étendu d'un an les maturités des lignes de crédit syndiquées centralisées de 5,5 milliards d'euros et de 5 milliards en les portant respectivement à novembre 2021 et mars 2021. En 2016, la mise à jour annuelle du prospectus EMTN d'ENGIE de 25 milliards d'euros a reçu le visa n° 16-474 de l'AMF en date du 11 octobre 2016.

Notations

Depuis avril 2016, ENGIE est noté A-/A-2 avec une perspective négative par Standard & Poor's, et A2/P-1 avec une perspective stable par Moody's.

6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux

Au 31 décembre 2016, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de back-up des programmes de *Commercial Papers*/titres négociables à court terme) de 13,6 milliards d'euros. 93% 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 6% du total de ces lignes centralisées. À fin 2016, 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 2016, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les covenants et déclarations figurant dans leur documentation financière.

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 4,8 milliards d'euros de financements arrivant à échéance durant 2017 (hors maturité des *Commercial Papers*/titres négociables à court terme de 6,3 milliards d'euros). Il a par ailleurs une trésorerie de 10 milliards d'euros au 31 décembre 2016 (nette des découverts bancaires) et un montant de 13,6 milliards d'euros de lignes disponibles (non netté du montant des *Commercial Papers*/titres négociables à court terme), dont 1,5 milliard d'euros à échéance 2017.

6.2 Comptes consolidés

6.2.1 États financiers consolidés 198

6.2.2 Notes aux comptes consolidés 205

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables 205

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2016 220

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence 228

NOTE 4 Principales variations de périmètre 237

NOTE 5 Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière 241

NOTE 6 Information sectorielle 245

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant 252

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles 253

NOTE 9 Résultat financier 260

NOTE 10 Impôts 262

NOTE 11 Résultat par action 266

NOTE 12 Goodwills 267

NOTE 13 Immobilisations incorporelles 271

NOTE 14 Immobilisations corporelles 273

NOTE 15 Instruments financiers 275

NOTE 16 Risques liés aux instruments financiers 286

NOTE 17 Éléments sur les capitaux propres 298

NOTE 18 Provisions 301

NOTE 19 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme 305

NOTE 20 Activité exploration-production 312

NOTE 21 Contrats de location-financement 313

NOTE 22 Contrats de location simple 314

NOTE 23 Paiements fondés sur des actions 315

NOTE 24 Transactions avec des parties liées 318

NOTE 25 Rémunération des dirigeants 319

NOTE 26 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs 319

NOTE 27 Litiges et concurrence 320

NOTE 28 Événements postérieurs à la clôture 323

NOTE 29 Honoraires des commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux 324

NOTE 30 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises 324

6.2.1 États financiers consolidés

Compte de résultat

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Chiffre d'affaires	7.1	66 639	69 883
Achats		(36 688)	(39 308)
Charges de personnel	7.2	(10 231)	(10 168)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(4 869)	(5 007)
Autres charges opérationnelles		(10 841)	(11 163)
Autres produits opérationnels		1 399	1 617
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	**7**	**5 408**	**5 854**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	764	473
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE		**6 172**	**6 326**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	1 254	(261)
Pertes de valeur	8.2	(4 192)	(8 748)
Restructurations	8.3	(476)	(265)
Effets de périmètre	8.4	544	(46)
Autres éléments non récurrents	8.5	(850)	(248)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**8**	**2 452**	**(3 242)**
Charges financières		(2 245)	(2 413)
Produits financiers		865	866
RÉSULTAT FINANCIER	**9**	**(1 380)**	**(1 547)**
Impôt sur les bénéfices	10	(909)	(324)
RÉSULTAT NET		**163**	**(5 113)**
Résultat net part du Groupe		(415)	(4 617)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		579	(496)
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION *(EUROS)*	**11**	**(0,23)**	**(1,99)**
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ *(EUROS)*	**11**	**(0,23)**	**(1,99)**

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

État du résultat global

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2015	31 déc. 2015 Quote-part du Groupe	31 déc. 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RÉSULTAT NET		**163**	**(415)**	**579**	**(5 113)**	**(4 617)**	**(496)**
Actifs financiers disponibles à la vente	15	146	144	2	(19)	(19)	-
Couverture d'investissement net		(86)	(86)	-	(364)	(364)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	(250)	(260)	10	277	263	13
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(641)	(401)	(240)	101	(1)	103
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	386	286	100	(65)	(18)	(47)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		108	108	-	(162)	(162)	-
Écarts de conversion		474	306	168	903	799	105
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		**137**	**97**	**40**	**671**	**498**	**173**
Pertes et gains actuariels	19	(670)	(628)	(42)	446	433	13
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	47	49	(2)	(139)	(135)	(4)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(50)	(50)	-	(34)	(34)	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		**(672)**	**(628)**	**(44)**	**274**	**264**	**9**
RÉSULTAT GLOBAL		**(371)**	**(946)**	**575**	**(4 168)**	**(3 855)**	**(313)**

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 situation financière

ACTIF

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	13	6 639	7 013
Goodwills	12	17 372	19 024
Immobilisations corporelles nettes	14	57 739	56 988
Titres disponibles à la vente	15	2 997	3 016
Prêts et créances au coût amorti	15	2 250	2 377
Instruments financiers dérivés	15	3 603	4 026
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	6 624	6 977
Autres actifs	26	431	503
Impôts différés actif	10	1 250	1 280
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		**98 905**	**101 204**
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	595	731
Instruments financiers dérivés	15	9 047	10 857
Clients et autres débiteurs	15	20 835	19 349
Stocks	26	3 656	4 207
Autres actifs	26	10 692	9 348
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 439	1 172
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	9 825	9 183
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	3 506	4 607
TOTAL ACTIFS COURANTS		**59 595**	**59 454**
TOTAL ACTIF		**158 499**	**160 658**

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. 2016	31 déc. 2015
Capitaux propres part du Groupe		39 578	43 078
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 870	5 672
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**17**	**45 447**	**48 750**
Passifs non courants			
Provisions	18	19 461	16 804
Dettes financières	15	24 411	28 123
Instruments financiers dérivés	15	3 410	4 216
Autres passifs financiers	15	200	237
Autres passifs	26	1 203	1 108
Impôts différés passif	10	6 775	8 131
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		**55 461**	**58 619**
Passifs courants			
Provisions	18	2 747	2 032
Dettes financières	15	12 539	11 032
Instruments financiers dérivés	15	9 228	8 642
Fournisseurs et autres créanciers	15	17 075	17 101
Autres passifs	26	15 702	13 782
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	300	699
TOTAL PASSIFS COURANTS		**57 591**	**53 288**
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		**158 499**	**160 658**

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 2014	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**12 436**	**3 564**	**(627)**	**191**	**(957)**	**49 548**	**6 433**	**55 981**
Résultat net				(4 617)					(4 617)	(496)	(5 113)
Autres éléments du résultat global				264		(301)	799		762	183	945
RÉSULTAT GLOBAL				**(4 353)**	**-**	**(301)**	**799**	**-**	**(3 855)**	**(313)**	**(4 168)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				46					46	-	46
Dividendes distribués en numéraire				(2 392)					(2 392)	(482)	(2 875)
Achat/vente d'actions propres				(134)				135	1	-	1
Coupons des titres super-subordonnés					(145)				(145)	-	(145)
Transactions entre actionnaires				(60)					(60)	21	(39)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(73)					(73)	-	(73)
Augmentations /réductions de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	22	22
Autres variations				8					8	(8)	-
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2015	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**5 479**	**3 419**	**(928)**	**990**	**(822)**	**43 078**	**5 672**	**48 750**

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 conso lidées	Titres super-subor-donnés à durée indéter-minée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici-pations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2015	**2 435 285 011**	**2 435**	**32 506**	**5 479**	**3 419**	**(928)**	**990**	**(822)**	**43 078**	**5 672**	**48 750**
Résultat net				(415)					(415)	579	163
Autres éléments du résultat global				(628)		(209)	306		(531)	(3)	(535)
RÉSULTAT GLOBAL				**(1 044)**	**-**	**(209)**	**306**	**-**	**(946)**	**575**	**(371)**
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37	-	37
Dividendes distribués en numéraire *(cf. Note 17.2.3)*				(2 397)					(2 397)	(507)	(2 903)
Achat/vente d'actions propres *(cf. Note 17.1.2)*				(72)				61	(11)	-	(11)
Coupons des titres super-subordonnés *(cf. Note 17.2.1)*					(146)				(146)	-	(146)
Transactions entre actionnaires				(37)					(37)	20	(17)
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				6					6	-	6
Augmentations/ réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	81	81
Autres variations				(7)					(7)	27	20
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**

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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT NET		**163**	**(5 113)**
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(764)	(473)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		469	503
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		9 995	13 890
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(676)	(47)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(1 254)	261
- Autres éléments sans effet de trésorerie		41	50
- Charge d'impôt		909	324
- Résultat financier		1 380	1 547
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		**10 263**	**10 942**
+ Impôt décaissé		(1 459)	(1 722)
Variation du besoin en fonds de roulement	**26.1**	**1 369**	**1 163**
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		**10 174**	**10 383**
Investissements corporels et incorporels	5.5	(6 230)	(6 459)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.5	(411)	(259)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.5	(208)	(241)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.5	(391)	(252)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		202	507
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		983	(48)
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		1 457	1
Cessions de titres disponibles à la vente		768	41
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		-	133
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		145	103
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.5	30	245
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		**(3 655)**	**(6 230)**
Dividendes payés [(1)]		(3 155)	(3 107)
Remboursement de dettes financières		(4 760)	(4 846)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(257)	296
Intérêts financiers versés		(799)	(918)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		137	126
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(236)	(660)
Augmentation des dettes financières		2 994	5 834
Augmentation/diminution de capital		78	21
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(11)	1
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.5	(26)	(42)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		**(6 034)**	**(3 295)**
Effet des variations de change et divers		157	(221)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		**642**	**637**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE		**9 183**	**8 546**
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE		**9 825**	**9 183**

(1) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 146 millions d'euros au 31 décembre 2016 et 145 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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 1er mars 2017, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2016.

NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables

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 2015 et 2016 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 2016, 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 2016 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2015 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables de façon obligatoire en 2016

- Amendements IFRS 11 – *Partenariats : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des entreprises communes*.
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles : Clarifications sur les modes d'amortissement acceptables*.
- Amendements IAS 1 – *Présentation des états financiers : Initiative concernant les informations à fournir*.
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Plans à prestations définies : contributions des employés*.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2012-2014.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.

1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2017 et non anticipés par le Groupe

- Amendements IAS 7 – *État des flux de trésorerie : Initiative concernant les informations à fournir* (2)
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat : Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes* (2).

1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2017

- IFRS 9 – *Instruments financiers*.

  Un projet a été initié en 2015 au sein du Groupe, structuré autour des trois volets de la nouvelle norme.

  Pour la phase I, «classification et évaluation», le principal impact attendu concerne la reclassification des titres disponibles à la vente, actuellement reconnus à la juste valeur par capitaux propres. Selon IFRS 9, ils seront essentiellement comptabilisés soit en instruments de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres ou par résultat, soit en instruments de dette évalués à la juste valeur par capitaux propres.

  Pour la phase II, «dépréciation», des méthodes de calcul de pertes de crédit attendues ont été établies conformément au nouveau texte. Les analyses d'impacts se poursuivront en 2017.

  Le Groupe est également concerné pour la phase III, par les aspects relatifs à la comptabilité de couverture des risques liés à l'endettement mais n'anticipe pas, à ce jour, d'impact significatif.

  Le Groupe va appliquer cette nouvelle norme à compter de l'exercice ouvert le 1er janvier 2018, sans opter pour son application anticipée.
- IFRS 15 – *Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients*.

  Un projet Groupe a été déployé afin d'identifier les sujets pouvant avoir des impacts sur la manière de comptabiliser le chiffre d'affaires dans les différents secteurs d'activité du Groupe.

  Les travaux réalisés ont conduit à identifier, à date, deux sujets susceptibles d'avoir un impact sur le chiffre d'affaires consolidé.

  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. Ce traitement conduira à une diminution du chiffre d'affaires, sans impact sur la marge énergie.

  Les transactions achat/vente sur 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 en découlent devraient dès lors être présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15.

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm.

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

Le Groupe va appliquer cette nouvelle norme à compter de l'exercice ouvert le 1er janvier 2018, sans opter pour son application anticipée.

- IFRS 16 – *Contrats de location* (1).

  Un projet interne a été structuré dès la publication de la norme IFRS 16. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location au sens de la nouvelle norme, sans distinction entre contrats de «location simple», actuellement repris en engagements hors bilan *(cf. Note 22)*, et contrats de «location-financement».

  Les travaux d'analyse d'impacts liés à la transition se poursuivront en 2017. Ils portent notamment sur le recensement des contrats de location dans l'ensemble du Groupe et sur leur analyse au regard des critères du nouveau texte (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.).

- Amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classement et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions* (1).
- IFRIC 22 – *Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée* (1)
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 (2).

L'analyse des incidences de l'application de ces normes est en cours.

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

Les états financiers ont été 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 IAS 39.

Actifs ou groupe d'actifs destinés à être cédés

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.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

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.

1.3.1 Estimations

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

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 4) ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- 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 au § 1.4.15) ;
- les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit «en compteur» (se reporter au § 1.3.1.6) ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés (se reporter à la Note 10.3).

1.3.1.1 Évaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

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.

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

(2) Les améliorations de ce cycle sont applicables en 2018 hormis celle concernant IFRS 12 applicable en 2017.

1.3.1.2 Évaluation de la valeur recouvrable des goodwills, des immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et des immobilisations 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.

En ce qui concerne les principales UGT *goodwill*, les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- UGT Benelux

  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, 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*.

- UGT GRDF

  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 accepté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2022. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

- UGT France BtoC

  Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment 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.

- UGT France Renouvelables

  Les hypothèses clés du test comprennent notamment les perspectives de renouvellement des concessions hydroélectriques en France, l'évolution des prix de vente de l'électricité ainsi que les taux d'actualisation.

- UGT Génération Europe

  Les principales hypothèses et estimations utilisées portent sur l'évolution de la demande d'électricité, les prévisions de prix du CO_2, des combustibles et de l'électricité ainsi que sur le niveau des taux d'actualisation.

- UGT Storengy

Les hypothèses clés du test portent sur (i) les prévisions de ventes de capacités en France et en Allemagne, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que (ii) l'évolution des hypothèses réglementaires concernant les activités de stockage souterrain de gaz naturel en France.

1.3.1.3 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 18.2)* ;
- 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 activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) *(cf. Notes 18.2 et 18.3)* ;
- 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.

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

1.3.1.4 Engagements de retraite

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.

1.3.1.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, le Groupe doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur 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 moyenne pression (gaz), est estimé à la clôture 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 ne sont 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, le gaz livré non relevé et non facturé dit «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.

1.3.1.7 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 telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

1.3.2 Jugement

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

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour l'évaluation de la nature du contrôle, la classification des accords qui contiennent des contrats de location, la comptabilisation des acquisitions de participations ne donnant pas le contrôle antérieures au 1er janvier 2010, et la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des contrats d'achat et de vente d'éléments non financiers (électricité, gaz, etc.).

La liste des entités pour lesquelles le Groupe a exercé son jugement sur la nature du contrôle figure dans la Note 2 «Principales filiales au 31 décembre 2016» et dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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.

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Entités contrôlées

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 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.

Participations dans des entreprises associées et des coentreprises

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.

Participations dans des activités conjointes

Selon la norme IFRS 11 – *Partenariats*, une activité conjointe est un partenariat dans lequel les parties qui exercent un contrôle conjoint sur l'entité ont des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs de celle-ci.

Conformément à cette norme, le Groupe comptabilise les actifs, les passifs, les produits et les charges relatifs à ses intérêts dans des activités conjointes en conformité avec les normes IFRS applicables à ces actifs, passifs, produits et charges.

À noter que les contrats de partage de production, notamment dans le secteur de l'exploration et de la production d'hydrocarbures sont hors du champ d'application d'IFRS 11. Les parties prenantes à ces contrats comptabilisent en effet leurs droits de production et de réserves conformément aux clauses contractuelles.

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euros.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

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.

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. 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.

1.4.2.4 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.

1.4.3 Regroupements d'entreprises

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

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

1.4.4 Immobilisations incorporelles

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

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des *goodwills*

L'application au 1er janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

Regroupements réalisés avant le 1er janvier 2010

Les *goodwills* représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises (prix d'acquisition des titres majoré des coûts annexes directement attribuables à l'acquisition) et la part du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise à la date de prise de contrôle (sauf si la prise de contrôle est faite par étapes).

Dans le cas d'une prise de contrôle par achats successifs de titres d'une filiale, le Groupe a déterminé un *goodwill* pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à chaque date de transaction.

Regroupements réalisés après le 1er janvier 2010

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.

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

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

Évaluation des *goodwills*

Les *goodwills* ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur identifiés. Ces *goodwills* sont testés au niveau d'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 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

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

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

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

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

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

- des sommes versées ou à verser en contrepartie de droits attachés à la qualité de concessionnaire ou d'exploitant d'équipements publics ;
- des portefeuilles clients acquis lors de regroupements d'entreprises ;
- des droits à capacité, notamment sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérées par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans ;
- des actifs de concessions.

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

	Durée d'utilité	
En nombre d'années	**Minimum**	**Maximum**
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

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.

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 Évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des 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 d'entrée 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 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 (se reporter au paragraphe 1.4.10 «Stocks»), il est enregistré en immobilisations.

1.4.5.2 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 a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.

Les amortissements sont calculés essentiellement sur base du mode linéaire sur les 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 minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima 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 l'exception de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, dont la durée d'exploitation a été prolongée de 10 ans.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre le contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte du renouvellement des contrats si ce dernier est estimé raisonnablement certain par le Groupe.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

Le Groupe applique la norme IFRS 6 - *Prospection et évaluation de ressources minérales.*

Les dépenses d'études géologiques et géophysiques sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont encourues.

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'études géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

- le puits a mis en évidence un volume suffisant de réserves pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
- le Groupe enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation de dépenses d'études de développement et en tenant compte du fait que le Groupe puisse être dans l'attente d'autorisations d'un gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Selon cette méthode dite des «*successful efforts*», à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

L'amortissement des immobilisations de production, y compris des coûts de remise en état des sites, débute à partir de la mise en production des champs et est effectué selon la méthode à l'unité de production (UOP «*Unit of Production Method*»). Le taux d'amortissement pratiqué dans le cadre de l'UOP est égal au rapport de la production d'hydrocarbures de la période sur les réserves prouvées et probables d'hydrocarbures.

1.4.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – *Accords de concession de services – Informations à fournir* traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux Comptes, tandis que IFRIC 12 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 l'infrastructure, c'est-à-dire a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

Concessions hors du champ IFRIC 12

Les infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

Cette analyse s'applique au cas particulier de la 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.

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

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 retenus par le Groupe sont :

- au titre des indices externes :
  - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, réglementaire, politique ou du marché dans lequel opère l'actif,
  - baisse de la demande,
  - évolution défavorable du cours des énergies et du dollar ;
- au titre des indices internes :
  - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
  - performance inférieure aux prévisions,
  - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

Ces 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 données économiques retenues sont :

- 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 demandé 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, de leur issue.

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

1.4.9 Contrats de location

Dans le cadre de ses différentes activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Ces 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. 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 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.

1.4.9.1 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.

1.4.9.2 Comptabilisation des 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.

1.4.9.3 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.

1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (se reporter au § 1.4.5.1).

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.

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).

1.4.11 Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés et évalués conformément à IAS 32 et IAS 39.

1.4.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti, y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés. Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et courants.

Titres disponibles à la vente

La catégorie «Titres disponibles à la vente» comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra). Le coût de revient est déterminé selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

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

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de Bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net. Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une perte de valeur le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne «Pertes de valeur». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

Prêts et créances au coût amorti

La catégorie «Prêts et créances au coût amorti» comprend principalement les créances rattachées à des participations, des avances en compte courant consenties à des entités associées ou non consolidées, des dépôts de garantie ainsi que les créances clients et autres débiteurs.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. À chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

Les dépôts de garantie provenant de contrats de location sont comptabilisés à leur valeur nominale.

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et autres débiteurs sont comptabilisés à leur juste valeur, ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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 primes et frais d'émission sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc constatés en résultat de façon actuarielle sur la durée de vie de l'emprunt.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé» (se reporter au § 1.4.11.3). Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. 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.

Engagements d'achat de participations ne donnant pas le contrôle

Les autres passifs financiers comprennent notamment les *puts* sur participations ne donnant pas le contrôle consentis par le Groupe.

Puts sur participations ne donnant pas le contrôle émis avant le 1er janvier 2010

En l'absence de précisions dans les textes IFRS et au vu des recommandations de l'AMF pour la clôture 2009, le Groupe a décidé de conserver ses méthodes comptables antérieures pour les instruments comptabilisés avant le 1er janvier 2010 :

- à la mise en place d'un *put* à prix variable, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des participations ne donnant pas le contrôle, le solde est comptabilisé en *goodwill* ;
- à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en *goodwill* ;
- les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle se traduisent par une augmentation du *goodwill* ;
- au compte de résultat, les participations ne donnant pas le contrôle se voient affecter leur quote-part de résultat. Dans l'état de situation financière, la quote-part de profit allouée aux participations ne donnant pas le contrôle réduit le montant du *goodwill*. Aucune charge financière n'est comptabilisée au titre des variations de valeur du passif qui trouvent toutes leurs contreparties en *goodwill*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

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.

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

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 ainsi 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 IAS 39. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, 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'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat dit «hôte» qui répond à la définition d'un instrument dérivé et dont les caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte.

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.

Les dérivés incorporés font l'objet d'une comptabilisation séparée dès lors :

- que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- que séparés du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;
- et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère «étroitement lié» est effectuée à la date de signature du contrat.

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 et (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. Les couvertures sont considérées comme efficaces lorsque la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie entre élément de couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

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»).

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, 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 sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

1.4.13 Titres d'autocontrôle

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.

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

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.

Instruments réglés en actions : Attributions d'actions gratuites et d'actions de performance

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 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.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

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 de ces 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.

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.

1.4.15.2 Autres provisions

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»).

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 contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- vente d'énergie ;
- prestations de services ;
- contrats de construction et contrats de location.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne «Chiffre d'affaires».

Par ailleurs, les résultats réalisés au titre des couvertures liées à l'optimisation du parc de production et des contrats d'achats de combustibles ou de ventes d'énergie sont présentés en net.

1.4.16.2 Prestations de services

Les produits provenant des services dans le secteur de l'énergie, correspondant essentiellement à des prestations d'installation, de maintenance et de services à l'énergie, sont comptabilisés selon les dispositions de la norme IAS 18 qui prévoient la méthode du pourcentage d'avancement pour les activités de service.

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base de l'avancement des coûts, soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

Le chiffre d'affaires comprend également les produits sur les actifs financiers de concession (IFRIC 12) et les créances de location-financement (IFRIC 4).

1.4.17 Résultat opérationnel courant

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 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 IAS 39, 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 *goodwill*s, les autres immobilisations incorporelles et immobilisations corporelles, les participations dans les entités comptabilisées selon la méthode de la mise en équivalence ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- «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 ;
- «Autres éléments non récurrents» : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 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.

1.4.19 Impôts

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.

Les différences temporelles nées des retraitements relatifs aux contrats de location-financement donnent lieu à la comptabilisation d'impôts différés.

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.

1.4.20 Résultat par action

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 potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

NOTE 2 Principales filiales au 31 décembre 2016

2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2016

La liste des principales filiales présentées ci-après a été déterminée, pour les entités opérationnelles, à partir de leur contribution aux indicateurs financiers suivants : chiffre d'affaires, EBITDA et dette nette. Les principales participations mises en équivalence (associées et coentreprises) sont présentées dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

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. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America (1)	Production d'électricité	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0		IG	
Distrigas of Massachusetts	Terminaux méthaniers	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Resources Inc.	Ventes d'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Ecova	Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

AMÉRIQUE LATINE

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
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

			% d'intérêt		Méthode de consolidation	
Nom	Activité	Pays	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Groupe GLOW	Production et distribution d'électricité	Thaïlande	69,1	69,1	IG	IG
Hazelwood Power Partnership	Production d'électricité	Australie	72,0	72,0	IG	IG
Groupe Loy Yang B	Production d'électricité	Australie	70,0	70,0	IG	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

BENELUX

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
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 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
ENGIE SA (*)	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Énergie 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
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

EUROPE HORS FRANCE ET BENELUX

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
ENGIE Energielösungen 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
COFELY Italia 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 UK Retail	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
Elengy	Terminaux méthaniers	France	100,0	100,0	IG	IG
Fosmax LNG	Terminaux méthaniers	France	72,5	72,5	IG	IG
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz	Transport de gaz naturel	France	74,7	74,7	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 & GNL

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
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	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Gas & LNG LLC	Gaz naturel/ GNL	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE SA (*)	*Energy management trading*/ Ventes d'énergie/ GNL	France	100,0	100,0	IG	IG

E&P

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
ENGIE E&P International	*Holding - société mère*	*France*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Nederland B.V.	*Exploration-production*	*Pays-Bas*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Deutschland GmbH	*Exploration-production*	*Allemagne*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P Norge AS	*Exploration-production*	*Norvège*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*
ENGIE E&P UK Ltd.	*Exploration-production*	*Royaume-Uni*	*70,0*	*70,0*	*IG*	*IG*

AUTRES

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt 31 déc. 2016	% d'intérêt 31 déc. 2015	Méthode de consolidation 31 déc. 2016	Méthode de consolidation 31 déc. 2015
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
Solairedirect	Production d'électricité	France	100,0	96,6	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 Energia Polska SA (*) (1)	Production d'électricité	Pologne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Thermique France	Production d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
Rugeley Power Limited	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Saltend	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

2.2 Jugements significatifs exercés dans l'analyse du contrôle

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

- la gouvernance : droits de vote et représentation du Groupe dans les organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la 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

Il s'agit notamment des sous-groupes ENGIE E&P International (70%) et GRTgaz (74,7%).

ENGIE E&P International (secteur E&P) : 70%

Le Groupe ENGIE et China Investment Corporation (CIC) ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation de 30% dans les activités exploration-production du Groupe (ENGIE E&P International). Le pacte d'actionnaires prévoit que certaines décisions d'investissements relatives à des projets de développement majeur, requièrent une décision unanime des deux actionnaires, après une période de concertation.

Le Groupe ENGIE a estimé qu'il continuait à contrôler ENGIE E&P International, dans la mesure où les droits consentis à CIC représentent des droits de protection de minoritaires eu égard plus particulièrement aux risques auxquels est exposé tout actionnaire dans l'activité d'exploration-production.

GRTgaz (secteur Infrastructures Europe) : 74,7%

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), qui détient 24,9% 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 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.

2.3 Filiales comportant des participations ne donnant pas le contrôle significatives

Le tableau ci-après présente les participations ne donnant pas le contrôle jugées significatives, les contributions respectives sur les capitaux propres et le résultat net au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

		Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle	
En millions d'euros	**Activités**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France)	Activité régulée de transport de gaz en France	25,3	25,3	137	86	987	945	86	91
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	112	45	941	838	47	26
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) (1)	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	131	130	621	507	105	68
Groupe GLOW (Afrique/Asie, Thaïlande) (1)	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	94	107	599	566	84	71
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergies	49,0	49,0	39	44	470	433	-	22
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) (1)	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	27	23	355	386	59	54
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) (1)	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	45	65	351	312	19	17
Groupe ENGIE E&P International (E&P, France et autres pays)	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	30,0	30,0	(47)	(641)	320	363	-	22
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle				40	(355)	1 226	1 322	1 106	111
TOTAL				**579**	**(496)**	**5 870**	**5 672**	**507**	**482**

(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.

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

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

	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energía Chile		Groupe ENGIE Brasil Energia		Groupe GLOW	
En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	1 993	1 956	876	1 033	1 670	1 750	1 343	1 679
Résultat net	544	342	223	86	417	415	241	271
Résultat net part du Groupe	406	255	111	41	286	285	147	164
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(26)	1	41	78	192	(249)	35	44
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**381**	**257**	**152**	**119**	**478**	**36**	**183**	**208**
État de situation financière								
Actifs courants	586	641	601	504	957	1 103	588	626
Actifs non courants	9 114	8 966	2 601	2 435	3 162	2 449	2 558	2 695
Passifs courants	(699)	(691)	(280)	(248)	(489)	(730)	(383)	(419)
Passifs non courants	(5 094)	(5 177)	(997)	(994)	(1 772)	(1 312)	(1 300)	(1 416)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**3 908**	**3 739**	**1 926**	**1 697**	**1 858**	**1 511**	**1 463**	**1 486**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**987**	**945**	**941**	**838**	**621**	**507**	**599**	**566**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	1 069	925	266	313	658	723	432	522
Flux issus des activités d'investissement	(619)	(559)	(55)	(351)	(355)	(232)	(17)	(50)
Flux issus des activités de financement	(450)	(210)	(109)	(66)	(437)	(277)	(456)	(374)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE (1)	**-**	**156**	**102**	**(105)**	**(134)**	**214**	**(41)**	**99**

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

En millions d'euros	Groupe ENGIE Romania		Gaztransport & Technigaz		ENGIE Energía Perú		Groupe ENGIE E&P International	
	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Compte de résultat								
Chiffre d'affaires	989	975	236	226	665	639	1 909	2 406
Résultat net	80	90	(115)	(14)	119	169	(158)	(2 136)
Résultat net part du Groupe	41	46	(143)	(37)	73	105	(111)	(1 495)
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	(2)	(4)	1	-	20	48	(191)	200
RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE	**39**	**42**	**(141)**	**(37)**	**94**	**153**	**(302)**	**(1 296)**
État de situation financière								
Actifs courants	564	391	201	219	258	203	1 668	2 057
Actifs non courants	752	757	582	668	1 902	1 713	4 887	4 639
Passifs courants	(321)	(172)	(101)	(138)	(351)	(348)	(1 571)	(1 281)
Passifs non courants	(49)	(104)	(87)	(101)	(894)	(754)	(4 077)	(4 367)
TOTAL CAPITAUX PROPRES	**946**	**872**	**595**	**648**	**916**	**814**	**907**	**1 049**
TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE	**470**	**433**	**355**	**386**	**351**	**312**	**320**	**363**
État des flux de trésorerie								
Flux issus des activités opérationnelles	188	96	95	123	206	272	111	965
Flux issus des activités d'investissement	(42)	(68)	(3)	(7)	(192)	(337)	(899)	(745)
Flux issus des activités de financement	(29)	(48)	(102)	(101)	(36)	86	708	(4)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE [(1)]	**117**	**(21)**	**(11)**	**15**	**(22)**	**21**	**(80)**	**216**

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

2.3.2 Autres informations sur les participations ne donnant pas le contrôle significatives

Au cours du premier semestre 2016, les actionnaires d'ENGIE E&P International ont souscrit à une augmentation de capital de 290 millions d'euros, à due concurrence de leurs pourcentages de participations respectifs (203 millions d'euros pour ENGIE et 87 millions d'euros pour China Investment Corporation (CIC)).

NOTE 3 Participations dans les entreprises mises en équivalence

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 2016 et au 31 décembre 2015 sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
État de situation financière		
Participations dans les entreprises associées	4 736	5 157
Participations dans les coentreprises	1 888	1 820
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 624**	**6 977**
Compte de résultat		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	671	338
Quote-part du résultat net des coentreprises	92	135
QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**764**	**473**
État du résultat global		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	47	(195)
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	12	-
QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL	**59**	**(195)**

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 (32,6%)

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 2016 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.

Entités associées dans lesquelles le Groupe détient moins de 20%

Cameron Holding LNG LLC (16,6%)

ENGIE a conclu un accord de partenariat avec Sempra (50,2%), Mitsubishi (16,6%) et Mitsui (16,6%) pour le développement du projet Cameron LNG aux États-Unis. Selon ces accords, ENGIE détient depuis le 1er octobre 2014 une participation de 16,6% dans l'entité de projet Cameron Holding LNG LLC et aura une capacité de liquéfaction long terme de 4 millions de tonnes par an (mtpa). La construction a démarré et les installations devraient être mises en service à partir de 2018.

L'accord confère à l'ensemble des actionnaires le droit de participer à toutes les décisions relatives aux activités pertinentes, prises principalement à des majorités qualifiées. Le Groupe ENGIE dispose dès lors d'une influence notable et comptabilise cette participation en tant qu'entreprise associée.

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 2016.

3.1 Participations dans les entreprises associées

3.1.1 Contribution des entreprises associées significatives et des entreprises associées individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des entreprises associées jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des entreprises associées jugées individuellement non significatives dans l'état de 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. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		32,57	33,55	1 906	1 940	139	134	(40)	(123)	119	118
Paiton (Afrique/Asie, Indonésie) [1]	Centrale à charbon	2 035 MW	-	40,51	-	851	141	85	21	-	67	44
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	774	446	197	(76)	-	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (Afrique/Asie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweit) [2]	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				651	547	129	146	52	(41)	99	110
Senoko (Afrique/Asie, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	355	331	(10)	8	31	9	-	-
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) [3]	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	231	293	5	11	15	(4)	11	10
Cameron LNG (GEM & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	193	162	(6)	(4)	2	(21)	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Amérique du Nord, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	161	159	13	12	(14)	(3)	21	25
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					466	427	63	22	(19)	(13)	38	42
PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES					**4 736**	**5 157**	**671**	**338**	**47**	**(195)**	**355**	**350**

(1) La participation de 40,51% dans Paiton a été intégralement cédée le 22 décembre 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 23 563 MW (à 100%) comprenant également 2 481 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%.

(3) Quote-part du résultat net dans GASAG ne tenant pas compte des pertes de valeurs de 70 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette entreprise associée.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 27 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 3 millions d'euros en 2015) composés essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 5.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

3.1.2 Informations financières sur les entreprises associées significatives

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

En millions d'euros	Chiffre d'affaires	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat Global	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Total capitaux propres	% d'intérêt du Groupe	Total capitaux propres attribuables à ENGIE
AU 31 DÉCEMBRE 2016											
Groupe SUEZ [1]	15 322	420	(333)	87	9 086	20 198	10 037	11 881	7 366	32,57	1 906
Paiton	695	349	52	400	-	-	-	-	-	40,51	-
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 004	557	227	784	2 360	24 294	5 302	18 617	2 735		651
Energia Sustentável do Brasil	578	493	-	493	308	6 108	919	3 563	1 934	40,00	774
Senoko	1 125	(34)	102	68	308	2 763	141	1 744	1 185	30,00	355
GASAG [2]	1 164	14	48	63	810	1 730	1 592	217	732	31,58	231
Cameron LNG	60	(36)	13	(23)	50	5 167	256	3 801	1 161	16,60	193
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	172	41	(36)	6	76	1 247	66	857	401	40,00	161
AU 31 DÉCEMBRE 2015											
Groupe SUEZ [1]	15 135	408	58	465	8 039	19 593	9 271	11 555	6 805	33,55	1 940
Paiton	783	210	2	212	486	3 582	381	1 587	2 101	40,51	851
Sociétés projets au Moyen-Orient	3 857	605	(239)	366	2 337	23 479	3 702	19 864	2 250		547
Energia Sustentável do Brasil	570	(191)	-	(191)	285	4 910	1 380	2 699	1 116	40,00	446
Senoko	1 500	25	29	55	327	2 883	260	1 848	1 103	30,00	331
GASAG	1 054	36	(12)	24	851	1 956	1 674	206	928	31,58	293
Cameron LNG	60	(27)	(125)	(152)	50	3 287	232	2 129	977	16,60	162
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	174	40	(36)	4	68	1 231	69	832	397	40,00	159

(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 5 496 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 5 852 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 356 millions d'euros provient essentiellement de 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.

(2) Quote-part du résultat net dans GASAG ne tenant pas compte des pertes de valeurs de 70 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette entreprise associée.

SUEZ est la seule entreprise associée cotée significative. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2016, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 576 millions d'euros.

3.1.3 Transactions entre le Groupe et les entreprises associées

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les entreprises associées sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2016.

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	-	313	-	8	384	-	-
Paiton	-	-	30	-	-	-	-
Contassur [1]	-	-	-	115	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	159	-	-	-	62	-	-
Autres	20	6	-	9	49	-	-
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**179**	**319**	**30**	**132**	**495**	**-**	**-**

(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 115 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 167 millions d'euros au 31 décembre 2015.

3.2 Participations dans les coentreprises

3.2.1 Contribution des coentreprises significatives et des coentreprises individuellement non significatives aux états financiers du Groupe

Le tableau ci-après présente la contribution de chacune des coentreprises jugées significatives ainsi que la contribution agrégée des coentreprises jugées individuellement non significatives dans l'état de 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. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015	31 déc. 2016	31 déc. 2015
EcoÉlectrica (Amérique du Nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	504	487	38	31	-	-	37	47
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (Europe hors France & Benelux/Autres, Portugal)	Production d'électricité	2 895 MW	50,00	50,00	420	388	62	37	1	2	30	-
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) (1)	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	185	194	12	1	-	-	3	6
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	136	104	21	30	6	4	-	11
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	105	112	5	4	-	-	17	23
Maïa Eolis (France Renouvelables, France) (2)	Éolien		-	49,00	-	96	1	(1)	1	-	-	-
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chile)	Ligne de transmission d'électrité		50,00	-	79	-	(1)	-	-	-	(5)	-
NELP (Amérique du Nord, États-Unis) (3)	Centrales à gaz	615 MW	50,00	50,00	-	-	-	34	-	-	-	43
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					459	439	(46)	(3)	4	(6)	32	23
PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES					**1 888**	**1 820**	**92**	**135**	**12**	**-**	**114**	**153**

(1) La quote-part du résultat net dans WSW Energie und Wasser AG ne tient pas compte des pertes de valeur de 21 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette coentreprise.

(2) Maïa Eolis étant consolidée par intégration globale du 25 mai 2016 au 15 décembre 2016, les informations présentées sur cette ligne portent uniquement sur la période allant du 1er janvier 2016 au 24 mai 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(3) La participation de 50% dans NELP fait partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité aux États-Unis classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Depuis le 31 décembre 2015, la participation dans cette coentreprise est présentée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente». La valeur comptable de la participation dans NELP s'élève à 158 millions d'euros au 31 décembre 2016.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de -8 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre -15 millions d'euros en 2015). Ceux-ci proviennent essentiellement de variations de juste valeur des instruments dérivés, de pertes de valeur et de résultats de cessions, nets d'impôts *(cf. Note 5.2 «Résultat net récurrent part du Groupe»)*.

3.2.2 Informations financières sur les coentreprises significatives

Les montants présentés sont les montants établis en application des normes IFRS, avant élimination des intragroupes, et après prise en compte (i) des retraitements d'homogénéisation avec les principes comptables du Groupe et (ii) des exercices d'évaluation des actifs et passifs de la coentreprise à leur juste valeur réalisés à leur date d'acquisition au niveau d'ENGIE en application des dispositions d'IAS 28. À l'exception de la dernière colonne «Total capitaux propres attribuables à ENGIE» de l'état de 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 2016							
EcoÉlectrica	309	(66)	(5)	(3)	76	-	76
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	680	(79)	(36)	(38)	179	(2)	177
WSW Energie und Wasser AG [2]	1 179	(16)	(4)	(19)	37	-	37
Megal GmbH	115	(55)	(4)	(1)	11	-	11
Tihama Power Generation Co	126	(6)	(29)	(3)	35	11	46
Maïa Eolis [3]	23	(11)	(1)	(2)	1	3	4
Transmisora Eléctrica del Norte	-	-	(2)	1	(2)	(10)	(12)
NELP	101	(20)	1	-	43	-	43
AU 31 DÉCEMBRE 2015							
EcoÉlectrica	320	(72)	(5)	(3)	62	-	61
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	764	(100)	(50)	(46)	110	9	120
WSW Energie und Wasser AG	1 091	(13)	(7)	(12)	5	1	7
Megal GmbH	114	(52)	(5)	2	9	-	9
Tihama Power Generation Co	101	(6)	(22)	(5)	50	7	57
Maïa Eolis	42	(26)	(2)	1	(1)	1	(1)
NELP	140	(25)	-	-	68	-	68

(1) Les produits d'intérêts sont non significatifs.
(2) La quote-part du résultat net dans WSW Energie und Wasser AG ne tient pas compte des pertes de valeur de 21 millions d'euros comptabilisées au 31 décembre 2016 par le Groupe sur la valeur nette de son investissement dans cette coentreprise.
(3) Maïa Eolis étant consolidée par intégration globale du 25 mai 2016 au 15 décembre 2016, les informations présentées sur cette ligne portent uniquement sur la période allant du 1er janvier 2016 au 24 mai 2016 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

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 2016										
EcoÉlectrica	74	131	959	1	16	108	29	1 009	50,00	504
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal [1]	275	729	1 699	382	162	1 113	130	917	50,00	420
WSW Energie und Wasser AG [2]	37	171	754	33	174	126	95	534	33,10	185
Megal GmbH	24	8	726	3	69	389	84	214	49,00	105
Tihama Power Generation Co	64	108	660	55	27	508	16	227	60,00	136
Transmisora Eléctrica del Norte	29	3	733	1	119	487	-	158	50,00	79
NELP	17	57	284	-	14	-	34	311	50,00	155
AU 31 DÉCEMBRE 2015										
EcoÉlectrica	33	137	998	57	31	75	30	975	50,00	487
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	402	258	2 401	519	220	1 203	146	972	50,00	388
WSW Energie und Wasser AG	21	158	805	60	147	124	93	561	33,10	194
Megal GmbH	17	1	711	84	48	279	90	228	49,00	112
Tihama Power Generation Co	37	90	702	70	26	543	17	173	60,00	104
Maïa Eolis	56	27	314	21	20	120	40	196	49,00	96
NELP	4	75	296	-	13	-	58	305	50,00	153

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 840 millions d'euros. La quote-part de ces 840 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 420 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 523 millions d'euros. La quote-part de ces 523 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 173 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 12 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 523 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

6

3.2.3 Transactions entre le Groupe et les coentreprises

Les données ci-dessous présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2016.

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	-	113	-	-	-	-	-
WSW Energie und Wasser AG	15	61	-	3	-	-	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	5	-
Futures Energies Investissements Holding	-	-	-	-	148	-	-
Autres	28	-	-	1	118	5	-
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**108**	**174**	**-**	**4**	**266**	**10**	**-**

3.3 Autres informations relatives aux participations mises en équivalence

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

Le montant total cumulé des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 289 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 326 millions d'euros au 31 décembre 2015). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2016 s'élève à 33 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement (i) à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau et (ii) à des pertes cumulées relatives à la coentreprise Tirreno Power.

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

Au 31 décembre 2016, les principaux engagements et garanties donnés par le Groupe au titre des sociétés mises en équivalence concernent les trois sociétés et groupes de sociétés suivants :

- Cameron LNG pour un montant global de 1 664 millions de dollars américains (1 579 millions d'euros).

  Les engagements et garanties donnés par le Groupe vis-à-vis de cette entreprise associée correspondent à :

  - un engagement de mise en capital pour 339 millions de dollars américains (322 millions d'euros),
  - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 167 millions d'euros), qui vise à garantir les prêteurs contre tout risque de non-remboursement au cas où le projet en construction ne pourrait être mené à son terme ou entrer en exploitation. Au 31 décembre 2016, les tirages de dettes effectués à date par Cameron LNG représentent, intérêts courus compris, un montant de 664 millions de dollars américains (631 millions d'euros) au titre de la quote-part garantie par le Groupe,
  - des garanties diverses pour un montant total de 95 millions de dollars américains (90 millions d'euros). Au 31 décembre 2016, l'exposition réelle du Groupe au titre de ces garanties s'élève à 41 millions de dollars américains (37 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 484 millions de reals brésiliens (1 305 millions d'euros).

  Au 31 décembre 2016, 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 11 209 millions de reals brésiliens (3 263 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 1 825 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 674 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 218 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 483 millions d'euros,
  - des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 450 millions d'euros.

NOTE 4 Principales variations de périmètre

4.1 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016

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 cumulées des principales cessions et accords de cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2016 sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	Prix de cession	Réduction de l'endettement net au 31 déc. 2016
Opérations finalisées sur 2016 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015	**868**	**(861)**
Cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* - États-Unis		
• Cession des actifs de production hydroélectriques *merchant*	868	(861)
Opérations de l'exercice 2016	**1 916**	**(2 661)**
Cession des centrales à charbon de Paiton - Indonésie	1 167	(1 359)
Cession des centrales à charbon de Meenakshi - Inde	(242)	(142)
Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) - Chili	195	(267)
Cession d'un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à Futures Énergies Investissements Holding (FEIH) - France	102	(199)
Cession de participations comptabilisées en «Titres disponibles à la vente»		
• Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution	410	(410)
• Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)	154	(154)
Classement des activités de Polaniec en «Actifs destinés à être cédés» - Pologne		-
Autres opérations de cession		**(601)**
TOTAL		**(3 992)**

À cet effet de réduction de l'endettement net de 3 992 millions d'euros au 31 décembre 2016 s'ajoute la réduction d'endettement net de 193 millions d'euros déjà constatée au 31 décembre 2015 suite au classement du portefeuille d'actifs de production *merchant* aux États-Unis en «Actifs destinés à être cédés».

4.1.1 Cession d'une partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis

Au 31 décembre 2015, le Groupe avait considéré, au regard de l'avancement du processus de cession, que la vente de son portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis était hautement probable et avait donc procédé au classement de ce portefeuille en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (*cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2015*). Une perte de valeur de 1 111 millions d'euros avait été comptabilisée à cette même date sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Au 31 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession des actifs de production hydroélectriques. Le solde du portefeuille non cédé au 31 décembre 2016, à savoir les centrales thermiques *merchant*, demeure quant à lui classé en «Actifs destinés à être cédés». Le 7 février 2017, le Groupe a finalisé la cession de ce portefeuille de centrales thermiques aux États-Unis à Dynegy, pour un prix de vente de 3 294 millions de dollars américains (*cf. Note 28 «Événements postérieurs à la clôture»*).

En 2016, la comparaison entre les valeurs de cessions et les valeurs comptables de ce parc de centrales *merchant* a conduit le Groupe à constater des pertes de valeur complémentaires à hauteur de 238 millions d'euros.

4.1.1.1 Cession des actifs de production hydroélectriques merchant

Le 1er juin 2016, le Groupe a finalisé pour un montant de 968 millions de dollars américains (soit 868 millions d'euros) la cession de ses actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis à PSP Investments (Public Sector Pension Investment Board). Les actifs hydroélectriques cédés représentent une capacité de production installée de 1,4 GW et sont situés dans les états du Massachussets et du Connecticut.

Cette opération s'est traduite par une réduction de l'endettement net du Groupe de 861 millions d'euros au 31 décembre 2016 (soit le paiement reçu de 868 millions d'euros, net des frais de transaction de 7 millions d'euros).

4.1.1.2 Portefeuille de centrales thermiques merchant

Le portefeuille de centrales thermiques *merchant,* représentant 8,7 GW de capacités installées (à 100%) et opérant sur les marchés d'Ercot, PJM et New England, fait l'objet depuis le 24 février 2016 d'un accord de cession conclu entre le Groupe et le consortium formé par Dynegy et ECP, pour une valeur d'entreprise de 3,3 milliards de dollars américains.

Cette transaction a été finalisée le 7 février 2017, postérieurement à la clôture de l'exercice 2016. En conséquence, les actifs et passifs de ce portefeuille de centrales thermiques *merchant* demeuraient classés en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016.

4.1.2 Centrales à charbon de Paiton (Indonésie)

Le 24 février 2016, le Groupe avait conclu un accord avec un groupement mené par Nebras Power portant sur la cession de la totalité de sa participation de 40,5% dans Paiton, entité consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe et dont le parc de production est constitué de deux centrales à charbon en exploitation d'une capacité totale de 2 GW.

Le 22 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession de sa participation dans Paiton au groupement formé par Nebras Power et Mitsui. Le Groupe a encaissé à cette date un paiement global de 1 473 millions de dollars américains (soit 1 376 millions d'euros), dont 262 millions de dollars américains (soit 244 millions d'euros) au titre du remboursement de prêts actionnaires. Au 31 décembre 2016, cette opération s'est traduite par une réduction de l'endettement net de 1 359 millions d'euros et par la constatation d'un résultat de cession de 225 millions d'euros, dont 157 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés en résultat global au titre de ces activités.

4.1.3 Centrales à charbon de Meenakshi (Inde)

Le Groupe avait également conclu le 24 février 2016 un accord portant sur la cession au groupe indien India Power Corporation Limited (IPCL) de la totalité de sa participation de 89,9% dans Meenakshi, entité consolidée par intégration globale. Le parc de production de Meenakshi comprend une centrale en exploitation de 0,3 GW ainsi qu'une centrale en cours de construction de 0,7 GW.

Le 30 septembre 2016, le Groupe a finalisé cette transaction avec IPCL pour un prix de vente de -242 millions d'euros.

Au global, cette opération se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 142 millions d'euros, soit l'effet de la décomptabilisation de la dette nette de Meenakshi à hauteur de 420 millions d'euros, minoré des versements effectués à IPCL pour 242 millions d'euros et des coûts de sortie engagés dans le cadre de cette transaction pour un montant de 35 millions d'euros.

Le résultat de cession s'élève à 84 millions d'euros, dont 48 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des écarts de conversion comptabilisés en «Autres éléments du résultat global». En 2015, une perte de valeur de 713 millions d'euros avait été comptabilisée sur les actifs relatifs à Meenakshi (*cf. Note 7.2.3 «Actifs de la Branche Energy International»* des états financiers consolidés 2015).

4.1.4 Cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte – «TEN» (Chili)

Le 27 janvier 2016, le Groupe (via sa filiale ENGIE Energía Chile, détenue à 53%) a finalisé la cession à Red Eléctrica Internacional d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), société en charge de la construction d'une ligne de transport d'électricité, destinée à interconnecter les deux principaux réseaux électriques du Chili (SING et SIC).

Le Groupe a reçu un paiement de 304 millions de dollars américains (soit 272 millions d'euros) dont 218 millions de dollars américains (soit 195 millions d'euros) correspondent au prix de cession de 50% des titres TEN, et 86 millions de dollars américains (soit 77 millions d'euros) au remboursement par Red Eléctrica Internacional de 50% du prêt actionnaire accordé à TEN.

Le Groupe a perdu le contrôle de cette filiale suite à cette transaction ; la participation de 50% conservée par le Groupe dans TEN est dorénavant comptabilisée en tant que coentreprise. Le résultat de cession total, qui comprend la plus-value sur la quotité cédée et le gain de réévaluation sur la participation conservée, s'élève à 234 millions de dollars américains (soit 211 millions d'euros) au 31 décembre 2016.

4.1.5 Cessions de participations comptabilisées en «Titres disponibles à la vente»

4.1.5.1 Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution

Le 22 décembre 2016, le Groupe (via sa filiale Electrabel) a cédé au secteur public belge, pour un montant de 410 millions d'euros, l'intégralité des 25% d'intérêts résiduels qu'il détenait dans le capital d'Ores Assets, gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité et de gaz en Wallonie. La plus-value de cession réalisée sur ces titres disponibles à la vente s'élève à 86 millions d'euros et est présentée sur la ligne «Autres éléments non récurrents» du résultat des activités opérationnelles. Le règlement de 410 millions d'euros perçu le 22 décembre 2016 est présenté sur la ligne «Cession de titres disponibles à la vente» du tableau des flux de trésorerie.

Cette transaction met fin au processus de désengagement d'Electrabel de la gestion des réseaux de distribution en Belgique. La finalisation de ce processus en Wallonie s'inscrit en effet dans la lignée des opérations précédemment réalisées par le Groupe dans les autres régions, à savoir en Flandre avec la cession en 2014 de l'intégralité de ses intérêts résiduels dans les gestionnaires de réseaux de distribution, et à Bruxelles avec la cession de sa participation dans Sibelga en 2012.

4.1.5.2 Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)

Le 15 décembre 2016, le Groupe a finalisé la cession de sa participation de 8,07% dans Transportadora de Gas del Perú (TgP), société opérant un réseau de transport de gaz naturel au Pérou. Cette participation a été acquise conjointement par le fonds de pension canadien Canadian Pension Plan Investment Board (CPPIB) et par le groupe espagnol Enagas. Le Groupe a reçu un paiement de 175 millions de dollars américains (soit 154 millions d'euros) correspondant au prix de cession de ses titres TgP.

Le résultat de cession s'élève à 137 millions d'euros, dont 144 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des variations de juste valeur comptabilisé en «Autres éléments du résultat global».

4.1.5.3 Participation dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (SETH)

Le 25 novembre 2016, le Groupe a finalisé auprès d'AREVA la cession de sa participation de 5% détenue dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (SETH), filiale d'AREVA détenant l'usine d'enrichissement d'uranium Georges Besse II (GB II), implantée sur le site du Tricastin. Le résultat de cession est non significatif.

4.2 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2016, 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 3 506 millions d'euros et 300 millions d'euros.

Les principales catégories d'actifs et de passifs reclassés sur ces deux lignes de l'état de situation financière sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	3 153	4 139
Autres actifs	353	468
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**3 506**	**4 607**
Dettes financières	-	244
Autres passifs	300	455
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	**300**	**699**

Au 31 décembre 2016, les actifs destinés à être cédés comprennent, outre le portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (*cf. Note 4.1.1*), la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne.

Centrale de production d'électricité de Polaniec (Pologne)

Le 23 décembre 2016, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Enea, *utility* détenue par l'État polonais, portant sur la cession de 100% de sa filiale ENGIE Energia Polska, société détenant la centrale de production d'électricité de Polaniec, en Pologne. Cette centrale est constituée de sept unités charbon et d'une unité biomasse, représentant une capacité installée totale de 1,9 GW.

Au 31 décembre 2016, 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 au classement de cette centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure de 375 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant. Cette dépréciation de 375 millions d'euros a été imputée pour 139 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés, et pour 237 millions d'euros sur les actifs corporels de ce même groupe.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» est sans impact sur la dette nette du Groupe au 31 décembre 2016.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du premier semestre 2017.

4.3 Acquisition d'OpTerra Energy Services (États-Unis)

Le 25 février 2016, le Groupe (via sa filiale Cofely USA) a finalisé l'acquisition de 100% de la société américaine OpTerra Energy Services, spécialisée dans les services à l'énergie. OpTerra Energy Services accompagne ses clients dans la maîtrise de leur consommation d'énergie en leur proposant des solutions technologiques allant de l'efficacité énergétique aux énergies renouvelables. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 209 millions de dollars américains (soit 187 millions d'euros).

Au 31 décembre 2016, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est définitive. Le *goodwill* comptabilisé au 31 décembre 2016 s'élève à 158 millions d'euros.

4.4 Opérations dans l'éolien en France

Au cours de l'année 2016, le Groupe a pris le contrôle de la société Maïa Eolis, puis a cédé le portefeuille des actifs éoliens en exploitation de Maïa Eolis à sa coentreprise Futures Energies Investissements Holding (FEIH), qu'il détient à parts égales avec Crédit Agricole Assurances.

4.4.1 Prise de contrôle de Maïa Eolis

Le 25 mai 2016, le Groupe a finalisé auprès du Groupe Maïa l'acquisition de 51% des actions de Maïa Eolis, société spécialisée dans le développement, la construction, l'exploitation et la maintenance de parcs éoliens en France. Le périmètre des actifs visés par cette transaction comprend notamment un portefeuille de parcs éoliens représentant des capacités de production installées de 246 MW, auquel s'ajoute un portefeuille de 250 MW de capacités de production en cours de construction ou ayant obtenu des permis de construire.

Cette opération, qui représente un investissement de 152 millions d'euros, permet au Groupe de porter sa part au capital de Maïa Eolis de 49% à 100%, et de prendre le contrôle d'une société qui était jusqu'alors comptabilisée en tant que coentreprise, selon la méthode de la mise en équivalence. Elle entraîne la consolidation de Maïa Eolis par intégration globale dans les états financiers consolidés du Groupe à compter du 25 mai 2016.

Le résultat de réévaluation dégagé suite au changement de méthode de consolidation des 49% d'intérêts précédemment détenus dans Maïa Eolis fait ressortir une perte de 22 millions d'euros.

4.4.2 Cession d'un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à FEIH

Le 15 décembre 2016, le Groupe a procédé à la cession du portefeuille d'actifs éoliens en exploitation de Maïa Eolis à FEIH, coentreprise détenue à parts égales avec Crédit Agricole Assurances, comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence. Le portefeuille cédé représente des capacités de production installées de 267 MW. Cette transaction porte ainsi les capacités installées d'éolien terrestre exploitées par FEIH de 543 MW à 810 MW.

Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 158 millions d'euros, correspondant pour 102 millions d'euros au prix de cession à FEIH du portefeuille d'actifs éoliens et pour 56 millions d'euros au remboursement d'un prêt actionnaire.

Cette transaction se traduit par une réduction de l'endettement net du Groupe de 199 millions d'euros, soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 120 millions d'euros du portefeuille cédé, majoré

du paiement reçu de 158 millions d'euros, et diminué du prêt actionnaire de 79 millions d'euros accordé par le Groupe à FEIH (les actionnaires de cette coentreprise prenant en charge le financement de cette transaction).

Cette opération est sans impact sur le compte de résultat au 31 décembre 2016.

4.5 Autres opérations de l'exercice 2016

Diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers consolidés du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2016, notamment aux États-Unis avec les acquisitions respectives de Green Charge Networks (GCN) dans les systèmes de stockage d'énergie et d'un portefeuille clients auprès de Guttman Energy, ainsi qu'en Allemagne avec la prise de contrôle d'Energieversorgung Gera GmbH.

4.6 Suivi des principales variations de périmètre de l'exercice 2015

4.6.1 Acquisition de Solairedirect

Le 3 septembre 2015, le Groupe a finalisé l'acquisition de 96,55% du capital de Solairedirect, société ayant pour activité le développement, la construction et l'exploitation, au travers de contrats de service, d'infrastructures photovoltaïques. Solairedirect exploite des capacités de production s'établissant à environ 490 MW (dont 60 MW exploités en propre et 430 MW via des contrats d'opérations et de maintenance).

Le Groupe a procédé à un investissement global de 321 millions d'euros via les opérations suivantes réalisées le 3 septembre 2015 :

- acquisition pour un prix total de 176 millions d'euros de 94,16% des actions Solairedirect ainsi que la totalité des bons de souscription d'actions (BSA) détenus par le management de la société ;
- souscription concomitante à une augmentation de capital réservée d'un montant de 130 millions d'euros, qui porte le taux de détention du Groupe dans Solairedirect à 96,55% ;
- la transaction comprend également des clauses d'ajustement de prix conditionnées à l'atteinte d'objectifs opérationnels dans les deux années suivant l'acquisition. À la date d'acquisition, la juste valeur de ces clauses, estimée à 15 millions d'euros, a été intégrée dans le prix d'acquisition de Solairedirect.

Solairedirect est consolidée par intégration globale depuis le 3 septembre 2015, date de prise de contrôle.

Le Groupe a finalisé au cours du second semestre 2016 l'exercice de comptabilisation des actifs et passifs acquis à leur juste valeur à leur date d'acquisition. À l'issue de ces travaux, le *goodwill* relatif à cette acquisition s'élève à 89 millions d'euros.

4.6.2 Changement de méthode de consolidation de Solféa

Le 21 décembre 2015, le Groupe et BNP Paribas ont approuvé un amendement au pacte d'actionnaires de Solféa, société qu'ils détiennent respectivement à hauteur de 55% et de 45%. Cet amendement s'est traduit pour le Groupe par la perte du contrôle de cette société. La participation détenue par le Groupe est, depuis cette date, consolidée par mise en équivalence.

NOTE 5 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.

5.1 EBITDA(1)

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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 172**	**6 326**
Dotations nettes aux amortissements et autres	4 477	4 885
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	60	50
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	(19)	12
EBITDA	**10 689**	**11 274**

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence. Les données comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 31 décembre 2015 s'élevait à 11 262 millions d'euros.

5.2 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 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» ;
- 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 IAS 39 - *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 ;
- le produit d'impôt différé de 338 millions d'euros comptabilisé en 2015 au titre de l'activation de différences temporelles actives nettes au Luxembourg (*cf. Note 10.1.2*) ;
- le produit d'impôt différé de 904 millions d'euros comptabilisé en 2016 au titre de la baisse du taux d'impôt applicable à toutes les entités fiscales françaises à compter du 1er janvier 2020, prévue par la Loi de Finances 2017 (*cf. Note 10.1.2*) ;
- 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. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		**(415)**	**(4 617)**
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		579	(496)
RÉSULTAT NET		**163**	**(5 113)**
Rubriques du passage entre le «résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		**3 720**	**9 568**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	*8.1*	*(1 254)*	*261*
Pertes de valeur	*8.2*	*4 192*	*8 748*
Restructurations	*8.3*	*476*	*265*
Effets de périmètre	*8.4*	*(544)*	*46*
Autres éléments non récurrents	*8.5*	*850*	*248*
Autres éléments retraités		**(736)**	**(1 204)**
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	*9.1*	*5*	*8*
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	*9.2*	*-*	*122*
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	*9.3*	*102*	*102*
Produit d'impôt différé sur entités fiscales françaises (Loi de Finances 2017)		*(904)*	*-*
Produit d'impôt différé au Luxembourg		*-*	*(338)*
Autres effets impôts retraités		*80*	*(1 110)*
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	*3*	*(19)*	*12*
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		**3 147**	**3 251**
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		670	663
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		**2 477**	**2 588**

5.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	64 378	64 001
(+) *Goodwills*	17 372	19 024
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ [1]	*(6 616)*	*(6 647)*
(-) Goodwill International Power [1]	*(1 833)*	*(2 036)*
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 008	1 042
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	6 624	6 977
(-) Goodwill International Power [1]	*(173)*	*(168)*
(+) Clients et autres débiteurs	20 835	19 349
(-) Appels de marge [1, 2]	*(1 691)*	*(1 054)*
(+) Stocks	3 656	4 207
(+) Autres actifs courants et non courants	11 123	9 851
(+) Impôts différés	(5 525)	(6 851)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres [1]	*(477)*	*(100)*
(-) Provisions	(22 208)	(18 835)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) [1]	*2 566*	*1 894*
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(17 075)	(17 101)
(+) Appels de marge [1, 2]	*771*	*1 476*
(-) Autres passifs	(17 106)	(15 128)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**55 629**	**59 899**

(1) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.
(2) Les appels de marges inclus dans les rubriques «Clients 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.

5.4 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. 2016	31 déc. 2015
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	10 263	10 942
Impôt décaissé	(1 459)	(1 722)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 369	1 163
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	-	133
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	145	103
Intérêts financiers versés	(799)	(918)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	137	126
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(257)	296
(+) Variation bilantaire des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	*267*	*(286)*
CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)	**9 667**	**9 836**

5.5 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. 2016	31 déc. 2015
Investissements corporels et incorporels	6 230	6 459
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	411	259
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	*80*	*246*
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	208	241
Acquisitions de titres disponibles à la vente	391	252
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(30)	(245)
(+) Autres	-	*(1)*
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	26	42
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	-	*(12)*
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 315**	**7 240**

NOTE 6 Information sectorielle

6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

6.1.1 Nouvelle organisation d'ENGIE et identification des secteurs opérationnels

Depuis le 1er janvier 2016, le Groupe est organisé en vingt-quatre *Business Units* (BUs), constituées pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays.

11 BUs géographiques (hors France)

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

8 BUs en France

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

5 BUs métiers globaux

Exploration & Production	Global Energy Management	GTT
Global LNG	Tractebel	

Chacune de ces Business Uni*ts correspond* à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Le Comité Exécutif suit la performance de l'activité sur la base :

- du chiffre d'affaires ;
- de l'EBITDA ;
- du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence ;
- des capitaux engagés industriels.

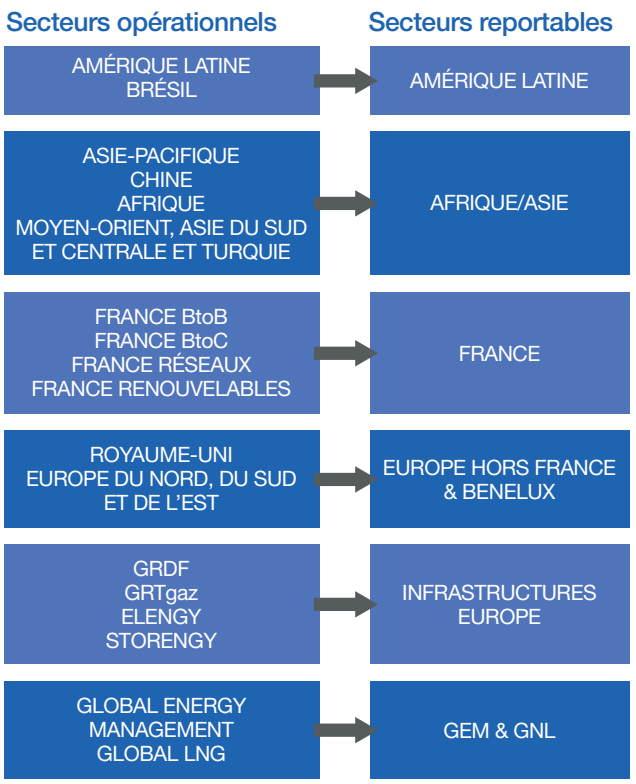
Le résultat financier et les impôts sur le résultat sont suivis au niveau du Groupe.

Jusqu'au 31 décembre 2015, le Groupe était organisé autour des cinq branches opérationnelles suivantes : Energy International, Énergie Europe, Global Gaz & GNL, Infrastructures et Énergie Services.

6.1.2 Définition des secteurs reportables

Le Groupe a procédé à des regroupements de secteurs opérationnels conformément aux dispositions d'IFRS 8 et présente une information sectorielle organisée autour de dix secteurs reportables :

- trois secteurs reportables correspondant à des secteurs opérationnels : Amérique du Nord, Benelux et Exploration & Production (E&P) ;
- six secteurs reportables correspondant à des regroupements de secteurs opérationnels détaillés ci-dessous :



- un dixième secteur reportable dénommé «Autres» qui comprend des secteurs opérationnels ne pouvant être regroupés (Tractebel, GTT, Génération Europe, Solairedirect) du fait de la spécificité de leurs métiers et de leurs marchés ou de leur profil de risque particulier ainsi que les activités *holdings* et *corporate*.

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

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

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

- les secteurs opérationnels Amérique Latine et Brésil ont été regroupés au sein du secteur reportable Amérique Latine car ces deux secteurs présentent des perspectives de croissance relativement similaires et qu'une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels Asie-Pacifique, Chine, Afrique et Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie ont été regroupés au sein du secteur reportable Afrique/Asie car ces régions ont en commun d'afficher d'importants besoins en matière de production d'énergie ; elles représentent à ce titre des perspectives de croissance importantes pour le Groupe dans les métiers de l'énergie et de services à l'énergie et une part importante de leur chiffre d'affaires est générée par des ventes d'électricité dans le cadre de contrats à long terme ;
- les secteurs opérationnels France BtoB, France BtoC, France Réseaux et France Renouvelables, regroupent les activités françaises dans l'aval des métiers de l'énergie (prestations de services, commercialisation directe de gaz et d'électricité aux clients BtoB, BtoT et BtoC), et la production d'énergies renouvelables de plus en plus décentralisée. Il s'agit d'activités complémentaires qui s'appuient sur un maillage territorial fort et visent notamment à développer un ensemble d'offres combinées à destination des clients locaux : offres de services à l'énergie, de moyens de production décentralisée et de contrats de fourniture de gaz et d'électricité combinés ;
- les secteurs opérationnels Royaume-Uni et Europe du Nord, du Sud et de l'Est ont été regroupés au sein du secteur reportable Europe hors France & Benelux car ces deux BU comprennent des *mix* d'activités similaires (services à l'énergie, commercialisation et production d'énergies renouvelables) évoluant dans des marchés de l'énergie matures et en phase de transformation dans le cadre de la transition énergétique ;
- les secteurs opérationnels GRDF, GRTgaz, Storengy et Elengy 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, s'agissant d'activités régulées (ou en voie de régulation) présentant des profils de risques et de marges similaires ;
- les secteurs opérationnels Global Energy Management et Global LNG ont été regroupés au sein du secteur reportable GEM & GNL car ils ont pour mission commune la gestion et l'optimisation des contrats d'approvisionnement gaz du Groupe.

6.1.3 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, 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 (hors Solairedirect) 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 associées, 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 & GNL : comprend les activités des BUs Global Energy Management (GEM) et Global LNG. 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. La BU Global LNG gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme, des participations dans des infrastructures GNL et exploite une flotte de méthaniers.
- E&P : regroupe les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe.
- 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, les activités de Solairedirect 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 & GNL» et «France» : les prestations relatives à l'utilisation d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base de tarifs régulés applicables à tous les utilisateurs. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs selon un régime dit d'accès négocié ;
- relations entre le secteur reportable «GEM & GNL» et les secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : le secteur reportable «GEM & GNL» gère les contrats d'approvisionnement en gaz naturel du Groupe et vend la molécule de gaz à prix de marché aux entités commercialisatrices logées dans les secteurs reportables «France», «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.

6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du *reporting* interne revu par le Comité Exécutif du Groupe sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA, capitaux engagés industriels et investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) sont réconciliés avec les comptes consolidés dans la note 5 «Indicateurs financiers utilisés dans la communication financière».

- Les informations sectorielles comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe depuis le 1er janvier 2016.

Chiffre d'affaires

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	3 814	39	3 853	3 673	-	3 673
Amérique Latine	4 075	1	4 076	4 197	-	4 197
Afrique/Asie	3 804	4	3 808	4 244	-	4 244
Benelux	9 044	1 230	10 274	8 732	1 082	9 813
France	20 332	383	20 714	20 248	381	20 629
Europe hors France & Benelux	8 118	112	8 230	8 491	346	8 837
Infrastructures Europe	3 267	3 495	6 762	3 027	3 558	6 585
GEM & GNL	8 981	6 979	15 959	11 320	8 162	19 482
E&P	1 799	110	1 909	2 242	164	2 406
Autres	3 405	1 308	4 712	3 710	1 918	5 628
Élimination des transactions internes	-	(13 659)	(13 659)	-	(15 610)	(15 610)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	**66 639**	**-**	**66 639**	**69 883**	**-**	**69 883**

EBITDA (1)

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	475	633
Amérique Latine	1 696	1 563
Afrique/Asie	1 162	1 237
Benelux	755	445
France	1 315	1 274
Europe hors France & Benelux	612	559
Infrastructures Europe	3 459	3 381
GEM & GNL	3	196
E&P	1 198	1 514
Autres	15	472
TOTAL EBITDA	**10 689**	**11 274**

(1) Les données au 31 décembre 2016 ont été établies selon la nouvelle définition de l'EBITDA adoptée par le Groupe. Celle-ci exclut désormais la part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence. Les données comparatives au 31 décembre 2015 ont été retraitées afin de s'aligner sur cette nouvelle définition. L'EBITDA publié dans les comptes au 31 décembre 2015 s'élevait à 11 262 millions d'euros.

Dotations aux amortissements

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord[1]	(48)	(294)
Amérique Latine	(410)	(387)
Afrique/Asie	(235)	(263)
Benelux	(381)	(353)
France	(612)	(562)
Europe hors France & Benelux	(203)	(205)
Infrastructures Europe	(1 390)	(1 325)
GEM & GNL	(74)	(85)
E&P	(569)	(823)
Autres	(462)	(442)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	**(4 385)**	**(4 740)**

(1) La diminution des dotations aux amortissements du secteur Amérique du Nord est principalement liée au passage en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2015 du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant aux États-Unis.

Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	63	92
Amérique Latine	197	(81)
Afrique/Asie	312	286
Benelux	2	-
France	(22)	(6)
Europe hors France & Benelux	60	63
Infrastructures Europe	11	9
GEM & GNL	1	4
E&P	12	14
Autres	127	91
Dont quote-part de résultat de SUEZ	139	134
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**764**	**473**

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 671 millions d'euros et 92 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 338 millions d'euros et 135 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	430	332
Amérique Latine	1 284	1 175
Afrique/Asie	923	972
Benelux	371	91
France	695	709
Europe hors France & Benelux	410	341
Infrastructures Europe	2 068	2 054
GEM & GNL	(74)	110
E&P	536	546
Autres	(472)	(4)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 172**	**6 326**

Capitaux engagés industriels

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	1 520	1 247
Amérique Latine	8 793	7 754
Afrique/Asie	5 520	6 472
Benelux	(2 552)	(466)
France	5 304	5 989
Europe hors France & Benelux	4 720	5 221
Infrastructures Europe	19 693	18 975
GEM & GNL	1 330	2 576
E&P	2 855	2 571
Autres	8 445	9 561
Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ	1 977	1 974
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	**55 629**	**59 899**

Afin de permettre la comparabilité des données, les chiffres segmentés au 31 décembre 2015 comprennent les réaffectations de *goodwill* aux nouvelles UGT *goodwill (cf. Note 12.2 «Information sur les UGT»)* telles qu'elles ont été actées au 1er janvier 2016 lors de l'entrée en vigueur de la nouvelle organisation.

Investissements corporels, incorporels et financiers (Capex)

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Amérique du Nord	519	283
Amérique Latine	1 037	1 140
Afrique/Asie	212	257
Benelux	680	600
France	1 083	886
Europe hors France & Benelux	169	290
Infrastructures Europe	1 552	1 551
GEM & GNL	127	57
E&P	940	1 027
Autres	997	1 150
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	**7 315**	**7 240**

6.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

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

	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
En millions d'euros	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**
France	24 946	25 066	29 721	30 320
Belgique	9 359	9 067	(1 326)	1 321
Autres Union européenne	16 256	18 507	8 827	10 753
Autres pays d'Europe	1 664	2 103	686	735
Amérique du Nord	4 691	4 592	1 906	1 589
Asie, Moyen-Orient et Océanie	5 531	6 165	6 347	7 126
Amérique du Sud	3 857	4 076	8 598	7 478
Afrique	334	306	870	577
TOTAL	**66 639**	**69 883**	**55 629**	**59 899**

NOTE 7 Éléments du résultat opérationnel courant

7.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Ventes d'énergies	45 789	49 455
Prestations de services	20 349	19 712
Produits de location et contrats de construction	501	716
CHIFFRE D'AFFAIRES	**66 639**	**69 883**

La ligne «Produits de location et contrats de construction» concerne principalement des produits de location simple pour 412 millions d'euros (contre 632 millions d'euros en 2015).

7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Avantages à court terme	(9 697)	(9 669)
Paiements fondés sur des actions *(cf. Note 23)*	(60)	(50)
Charges liées aux plans à prestations définies *(cf. Note 19.3.4)*	(337)	(314)
Charges liées aux plans à cotisations définies *(cf. Note 19.4)*	(137)	(134)
CHARGES DE PERSONNEL	**(10 231)**	**(10 168)**

7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Dotations aux amortissements *(cf. Notes 13 et 14)*	(4 385)	(4 740)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(178)	(208)
Variation nette des provisions *(cf. Note 18)*	(306)	(59)
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	**(4 869)**	**(5 007)**

Au 31 décembre 2016, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 770 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 627 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 13 «Immobilisations incorporelles» et 14 «Immobilisations corporelles».

NOTE 8 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**6 172**	**6 326**
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	(261)
Pertes de valeur	(4 192)	(8 748)
Restructurations	(476)	(265)
Effets de périmètre	544	(46)
Autres éléments non récurrents	(850)	(248)
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	**2 452**	**(3 242)**

8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 1 254 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre une charge nette de 261 millions d'euros au 31 décembre 2015 et résulte essentiellement de 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'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Ce produit résulte à la fois (i) d'un effet prix positif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes ainsi que (ii) d'un effet positif net lié au débouclement d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2015.

8.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Pertes de valeur :		
Goodwills	(1 690)	(2 628)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(2 485)	(5 731)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(98)	(188)
Actifs financiers	(49)	(214)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	**(4 321)**	**(8 761)**
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	127	7
Actifs financiers	2	6
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	**130**	**13**
TOTAL	**(4 192)**	**(8 748)**

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 s'élèvent à 4 192 millions d'euros et se répartissent principalement entre les UGT Benelux (1 437 millions d'euros), Génération Europe (660 millions d'euros), France Renouvelables (421 millions d'euros), Amérique du Nord (357 millions d'euros) et Global Energy Management (352 millions d'euros). Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2016 s'établit à 3 812 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills,* les immobilisations corporelles et incorporelles, ainsi que sur les participations dans les entreprises mises en équivalence, se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur *goodwills*	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeurs sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT *goodwill* Benelux		**(1 362)**	**(68)**	**-**	**(1 430)**		
Plateforme de forage	Pays-Bas		(46)			Juste valeur	
Autres			(22)				
UGT *goodwill* Génération Europe		**(139)**	**(520)**	**-**	**(659)**		
Centrales thermiques			(520)				
	Pologne	*(139)*	*(237)*			*Juste valeur diminuée des coûts de cession*	
	Pays-Bas		*(168)*			*Valeur d'utilité - DCF*	*7,4%*
	Allemagne		*(59)*			*Valeur d'utilité - DCF*	*7,3%*
	France/ Italie/ Royaume-Uni		*(56)*			*Valeur d'utilité - DCF*	*6,5% - 7,5%*
UGT *goodwill* France Renouvelables		**-**	**(419)**	**-**	**(419)**		
Actif de production hydroélectrique			(414)			Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Autres			(5)				
UGT *goodwill* Europe du Nord, du Sud et de l'Est		**-**	**(148)**	**(91)**	**(239)**		
Actifs de production électrique	Pologne		(119)			Valeur d'utilité - DCF	9,5%
Participations dans des groupes intervenant dans la chaîne gazière	Allemagne			(91)			
Autres			(29)				
UGT *goodwill* Amérique du Nord		**-**	**(357)**	**-**	**(357)**		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant*	États-Unis		(238)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal méthanier	États-Unis		(53)			Valeur d'utilité - DCF	6,7%
Actifs de production électrique	États-Unis/ Canada		(66)			Valeur d'utilité - DCF	3,9% - 7,5%
UGT *goodwill* Amérique latine		**-**	**(109)**	**-**	**(109)**		
Actif de production hydroélectrique	Chili		(72)			Valeur d'utilité - DCF	8,0%
Autres			(37)				
UGT *goodwill* Exploration & Production (E&P)		**-**	**(189)**	**-**	**(189)**		
Actifs d'exploration-production	Mer du Nord/ Égypte/ Indonésie		(154)			Valeur d'utilité - DCF	6,6% - 13,9%
Licences d'exploration-production	Algérie		(35)			Juste valeur	
UGT *goodwill* GTT		**(161)**			**(161)**		
Goodwill	France	(161)				Juste valeur	
UGT *goodwill* Global LNG		**(24)**	**(153)**	**-**	**(177)**		
Navires méthaniers			(141)			Juste valeur	
Autres			(12)				
UGT Global Energy Management (GEM)		**-**	**(350)**	**-**	**(350)**		
Contrat de droit de tirage sur des actifs électriques	Italie		(225)			Valeur d'utilité - DCF	7,5%
Portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme			(83)			Valeur d'utilité - DCF	5,7% - 9,6%
Autres			(42)				
Autres pertes de valeur		**(4)**	**(172)**	**(7)**	**(183)**		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016		**(1 690)**	**(2 485)**	**(98)**	**(4 273)**		

8.2.1 Contexte économique relatif aux activités de production électrique en Europe

Les activités de production électrique *merchant* en Europe sont confrontées à un environnement de marché difficile marqué par une baisse des prix de l'électricité sur l'horizon liquide et par la persistance de conditions économiques dégradées sur l'horizon à moyen et long terme.

Dans ce contexte, et compte tenu de la mise à jour des analyses prospectives dont il dispose, le Groupe a revu à la baisse son scénario de référence concernant la trajectoire à moyen et long terme des prix de l'électricité en Europe ainsi que les niveaux de marges captées par les centrales thermiques. Cette révision s'explique essentiellement par la revue à la hausse de la part des capacités de production d'origine renouvelable dans le mix électrique européen, ainsi que par la révision à la baisse des prévisions du prix des combustibles.

La dégradation des trajectoires financières résultant de cette mise à jour du scénario de prix a conduit le Groupe à comptabiliser des pertes de valeur sur les UGT Benelux *(cf. Note 8.2.3)*, France Renouvelables et Génération Europe *(cf. Note 8.2.5)*.

8.2.2 Informations sur les projections de flux de trésorerie utilisées dans les tests de pertes de valeur

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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 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 2016-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2016 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.

8.2.3 Pertes de valeur sur goodwill de l'UGT Benelux

Le montant du *goodwill* affecté à cette UGT est de 5 601 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de pertes de valeur 2016. 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.

Présentation des hypothèses clés du test de pertes de valeur

La valeur d'utilité 2016 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration. Les projections de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen terme ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Pour Doel 1, Doel 2 et Tihange 1, projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité de 50 ans. Pour les unités de seconde génération (Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3), projection des flux de trésorerie sur 40 ans puis prolongation de l'exploitation de la moitié 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 jusqu'en 2022 puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

Les taux d'actualisation appliqués à ces flux de trésorerie sont compris entre 5,5% et 9,1% en fonction des profils de risque attribués à chaque activité.

Les prévisions concernant l'évolution du cadre régulatoire, l'évolution des prix de l'électricité, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité et les taux d'actualisation constituent les hypothèses clés du test de pertes de valeur de l'UGT *goodwill* Benelux.

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.

Afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de la Belgique, les durées d'exploitation des unités Tihange 1, Doel 1 et Doel 2 ont été prolongées de 10 ans jusqu'en 2025. La loi du 31 janvier 2003 sur la sortie progressive du nucléaire a été modifiée en conséquence en janvier 2014 (Tihange 1) et juillet 2015 (Doel 1 et 2). Par ailleurs, la convention conclue en novembre 2015 avec l'État belge prévoyant le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de la prolongation de Doel 1 et 2 ainsi que de nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire concernant l'exploitation des réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40e année d'exploitation, est entrée en vigueur le 29 décembre 2016.

Le test de perte de valeur réalisé en 2016 intègre donc les conséquences de cette loi, à savoir la prolongation de 10 ans de ces deux unités, les dépenses d'investissement nécessaires à l'extension, le paiement d'une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation, ainsi que les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire belge, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

En ce qui concerne les unités de seconde génération, le précédent gouvernement avait confirmé en décembre 2013 le principe 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. Ce principe et ce calendrier ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015.

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.

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

Compte tenu de la dégradation des projections de flux de trésorerie résultant du contexte décrit dans la Note 8.2.1, et des effets négatifs sur la marge du test liés à la révision à la hausse des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires belges (*cf. Note 18.2*), la valeur recouvrable de l'UGT Benelux est inférieure de 1 362 millions d'euros à la valeur comptable de l'UGT au 31 décembre 2016. Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur 1 362 millions d'euros, imputée intégralement sur le *goodwill*. Suite à cette dépréciation, la valeur comptable du *goodwill* résiduel s'élève à 4 239 millions d'euros.

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 1 890 millions d'euros. Inversement, en cas d'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, la valeur recouvrable deviendrait supérieure à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 400 millions d'euros. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation entraînerait quant à elle, une diminution des pertes de valeur de 440 millions d'euros.

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 2 800 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 1 300 millions d'euros.

8.2.4 Pertes de valeur sur le goodwill de l'UGT GTT

GTT est une filiale cotée 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.

Au 30 juin 2016, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 161 millions d'euros qui a été imputée sur le *goodwill* de l'UGT GTT. Cette dépréciation est consécutive à la baisse du cours du titre GTT et a été déterminée sur la base du cours de bourse au 30 juin 2016. Au 31 décembre 2016, la variation du cours de bourse n'entraîne pas de dépréciation complémentaire.

Une diminution de 10% de la valeur de l'action par rapport au cours de bourse au 31 décembre 2016 n'entraînerait pas de perte de valeur complémentaire sur le *goodwill*.

8.2.5 Pertes de valeur sur les immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 s'élèvent à 2 485 millions d'euros et portent essentiellement sur :

Actifs de production hydroélectriques de la SHEM (UGT France Renouvelables)

La baisse des prix *forwards* de l'électricité et des projections de prix de l'électricité en France ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 416 millions d'euros sur des actifs de production hydroélectrique de la SHEM.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh entraînerait une perte de valeur complémentaire de 100 millions d'euros sur ces actifs. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh entraînerait une diminution de la perte comptabilisée de 100 millions d'euros.

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires pour un montant total de 27 millions d'euros. Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation entraînerait une diminution des pertes de valeur comptabilisées pour un montant total de 35 millions d'euros.

Les modalités de détermination de la valeur d'utilité, et notamment des hypothèses clés du test sont décrites dans la Note 12.3.4.

Actifs de l'UGT Génération Europe

Au 31 décembre 2016, le Groupe a classé la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» *(cf. Note 4.2)*. La valeur comptable de ces actifs destinés à être cédés étant supérieure de 375 millions d'euros à la valeur de cession attendue, une perte de valeur de 375 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2016. Cette perte a été imputée pour 139 millions d'euros sur la totalité du *goodwill* alloué à ces actifs destinés à être cédés, et pour 237 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels.

Le Groupe a également comptabilisé des pertes de valeur sur des centrales thermiques en Europe pour 283 millions d'euros qui concernent principalement :

- une centrale à gaz aux Pays-Bas pour 166 millions d'euros, du fait de la révision à la baisse des projections des marges captées sur l'horizon long terme ;
- des centrales à charbon en Allemagne pour 36 millions d'euros, notamment suite à la décision de mise sous cocon d'une centrale ;
- une centrale à charbon au Royaume-Uni pour 19 millions d'euros, suite à la décision prise par le Groupe au cours du premier semestre 2016 de procéder à sa fermeture anticipée.

Actifs de l'UGT Exploration & Production (E&P)

Au 31 décembre 2016, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des actifs de production et des licences d'exploration de l'UGT E&P pour un montant de 189 millions d'euros. Ces pertes de valeur, essentiellement comptabilisées au 30 juin 2016, s'expliquent notamment par la révision à la baisse des projections de prix du gaz naturel et du brent sur la durée d'exploitation des actifs.

La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies par le Management sur la durée d'exploitation attendue des actifs concernés.

Actifs de l'UGT Global Energy Management (GEM)

Au 31 décembre 2016, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des contrats de droit de tirage sur des actifs électriques en Italie pour un montant de 225 millions d'euros, correspondant à l'intégralité de la valeur nette comptable de l'actif.

Le Groupe a également comptabilisé des pertes de valeur pour un montant de 83 millions d'euros sur un portefeuille de contrats d'approvisionnements long terme en gaz naturel qui avaient été comptabilisés en tant qu'actif incorporel dans le cadre de la fusion avec Gaz de France en 2008. La valeur nette comptable de ces contrats est nulle au 31 décembre 2016.

Autres pertes de valeur

Les autres pertes de valeurs comptabilisées par le Groupe concernent principalement :

- le portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, classé en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» depuis le 31 décembre 2015 (238 millions d'euros), compte tenu d'une juste valeur diminuée des coûts de cession inférieure à la valeur comptable des groupes d'actifs destinés à être cédés ;
- des navires méthaniers pour 141 millions d'euros, compte tenu des conditions difficiles du marché du GNL ;
- des actifs de production éoliens en Pologne pour 119 millions d'euros, suite à une baisse des prix de l'électricité et des certificats verts ;
- un actif de production d'électricité d'origine hydroélectrique au Chili pour 72 millions d'euros ;
- une plateforme de forage au Benelux (46 millions d'euros), suite à l'expiration du contrat d'exploitation, dans un contexte de marché difficile dans l'exploration-production.

8.2.6 Pertes de valeur comptabilisées en 2015

Au 31 décembre 2015, les pertes de valeur de 8 547 millions d'euros comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur *goodwills*	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT *goodwill* Global Gaz & GNL		**(1 619)**	**(2 541)**	**-**	**(4 160)**	**Valeur d'utilité - DCF**	**6,5% - 13,5%**
Actifs d'exploration-production			(2 454)			Valeur d'utilité - DCF Multiple des réserves	
Licences d'exploration-production	Qatar		(87)			Juste valeur	
UGT *goodwill* Energy - Amérique du Nord		**(927)**	**(405)**	**-**	**(1 331)**		
Portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant*	États-Unis	(911)	(200)			Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Terminal de regazéification	États-Unis		(195)			Valeur d'utilité - DCF	6,95%
Autres		(16)	(9)				
UGT *goodwill* Energy - Amérique latine		**-**	**(54)**	**(188)**	**(242)**		
Participation dans un terminal de regazéification	Uruguay			(188)		Juste valeur	
Autres actifs corporels et incorporels			(54)				
UGT *goodwill* Energy - Asie-Pacifique		**-**	**(1 009)**	**-**	**(1 009)**		
Centrale			(1 009)			Valeur d'utilité - DCF	7,8%
UGT *goodwill* Energy - Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique		**(83)**	**(630)**	**-**	**(713)**		
Centrale thermique	Inde	(83)	(630)				11,85%
UGT *goodwill* Energy - Royaume-Uni - Turquie		**-**	**(151)**	**-**	**(151)**		
Centrale thermique	Royaume-Uni		(151)			Valeur d'utilité - DCF	6,4%
UGT *goodwill* Énergie - Central Western Europe		**-**	**(550)**	**-**	**(550)**		
Marque GDF Gaz de France	France		(455)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Actif incorporel Relations clients	France		(95)			Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Autres pertes de valeur en Europe		**-**	**(194)**	**-**	**(194)**		
Centrale thermique			(194)			Valeur d'utilité - DCF	7,7% - 8,6%
Autres pertes de valeur		**-**	**(197)**	**-**	**(197)**		
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015		**(2 628)**	**(5 731)**	**(188)**	**(8 547)**		

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 8 748 millions d'euros. Compte tenu des effets d'impôt différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas de contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2015 s'est élevé à 6 761 millions d'euros.

Les tests de pertes de valeur annuels tiraient notamment les conséquences de l'environnement particulièrement difficile pour les activités de production de pétrole et de gaz, marqué par la chute importante des prix du gaz naturel et du pétrole. Ces conditions de marché ainsi que l'analyse des fondamentaux de marché avaient conduit le Groupe à revoir sensiblement à la baisse son scénario de référence en ce qui concerne les trajectoires de prix de ces matières premières sur les horizons à moyen et long terme.

Les activités GNL étaient également durement affectées par la dégradation brutale des conditions de marché du GNL, liée au ralentissement de la demande de GNL en Asie et à l'afflux d'offre de GNL sur le marché, alimenté par la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction en Australie et aux États-Unis sur la période 2015-2017.

8.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de -476 millions d'euros au 31 décembre 2016, comprennent essentiellement :

- des coûts liés aux décisions d'arrêt d'exploitation et de fermeture de certaines entités, de sites immobiliers et de centrales de production d'électricité pour un montant de 230 millions d'euros ;
- des coûts liés à divers plans de réduction d'effectifs mis en œuvre dans le cadre du programme de transformation du Groupe et de mesures d'adaptation au contexte économique pour un montant de 154 millions d'euros ; et
- divers autres coûts de restructurations pour 90 millions d'euros dont notamment des coûts externes liés au changement de la marque *corporate* du Groupe.

Au 31 décembre 2015, les charges de restructurations, d'un montant total de -265 millions d'euros, comprenaient -47 millions d'euros de coûts externes liés au changement de la marque *corporate* du Groupe, ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -54 millions d'euros sur la France, -61 millions d'euros sur le Benelux et -57 millions d'euros sur l'Europe hors France et Benelux.

8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2016, les effets de périmètre s'élèvent à 544 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 225 millions d'euros relatif à la cession de la participation de 40,5% dans Paiton en Indonésie, dont 157 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (*cf. Note 4.1.2*) ;
- un résultat de 211 millions d'euros relatif à la cession d'une participation de 50% dans la filiale Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili (*cf. Note 4.1.4*) ;
- un résultat de 84 millions d'euros relatif à la cession de la participation de 89,9% dans Meenakshi en Inde, dont 48 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» (*cf. Note 4.1.3*).

Au 31 décembre 2015, les effets de périmètre s'élevaient à -46 millions d'euros et comprenaient essentiellement le résultat de -47 millions d'euros relatif à la cession des activités de GDF SUEZ Energia Magiarország Zrt. en Hongrie, dont -40 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des écarts de conversion comptabilisés en «Autres éléments du résultat global».

8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2016, ce poste comprend notamment la charge nette de 584 millions d'euros liée à l'augmentation de la provision pour gestion de l'aval de cycle du combustible nucléaire dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique (*cf. Note 18.2*), ainsi qu'une charge de 124 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état de site de la centrale d'Hazelwood en Australie suite au plan de fermeture du site approuvé en novembre 2016 par les actionnaires.

Au 31 décembre 2015, ce poste comprenait notamment une charge de 340 millions d'euros correspondant à la comptabilisation de coûts additionnels de démantèlement et de remise en état de site de la centrale d'Hazelwood en Australie, partiellement compensée par la plus-value de 42 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Portgas, dont 17 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global».

NOTE 9 Résultat financier

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(915)	152	(763)	(981)	143	(839)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(66)	66	-	(276)	154	(122)
Autres produits et charges financiers	(1 263)	647	(617)	(1 156)	570	(586)
RÉSULTAT FINANCIER	**(2 245)**	**865**	**(1 380)**	**(2 413)**	**866**	**(1 547)**

9.1 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. 2016	31 déc. 2015
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 038)	-	(1 038)	(1 151)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	5	5	8
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(5)	-	(5)	(8)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	147	147	135
Coûts d'emprunts capitalisés	128	-	128	178
COÛT DE LA DETTE NETTE	**(915)**	**152**	**(763)**	**(839)**

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en légère baisse par rapport à fin décembre 2015 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe. *(cf. Note 15.3.2 «Instruments financiers - Description des principaux événements de la période»).*

9.2 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 :

			Total	
En millions d'euros	Charges	Produits	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	**(66)**	**66**	**-**	**(3)**
dont soultes décaissées lors du débouclement de swaps	*(66)*	*-*	*(66)*	*(157)*
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	*-*	*66*	*66*	*154*
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	**-**	**-**	**-**	**(119)**
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	*-*	*-*	*-*	*(119)*
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	**(66)**	**66**	**-**	**(122)**

9.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(102)	(102)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(5)	(2)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(577)	(555)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(141)	(127)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(59)	(46)
Autres charges financières	(380)	(323)
TOTAL	**(1 263)**	**(1 156)**
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	114	101
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	3	-
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	30	26
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	78	79
Autres produits financiers	422	364
TOTAL	**647**	**570**
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	**(617)**	**(586)**

NOTE 10 Impôts

10.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

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

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 909 millions d'euros (contre 324 millions d'euros en 2015). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Impôt exigible	(1 861)	(1 348)
Impôt différé	952	1 024
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	**(909)**	**(324)**

10.1.2 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. 2016	31 déc. 2015
Résultat net	**163**	**(5 113)**
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	764	473
Impôt sur les bénéfices	(909)	(324)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	**308**	**(5 261)**
Dont sociétés françaises intégrées	*786*	*(1 439)*
Dont sociétés étrangères intégrées	*(477)*	*(3 822)*
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	34,4%	38,0%
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) × (B)	**(106)**	**1 999**
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	(61)	(195)
Différences permanentes [1]	(903)	(1 295)
Éléments taxés à taux réduit ou nul [2]	258	136
Compléments d'impôt [3]	(508)	(411)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles [4]	(1 119)	(1 651)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus [5]	174	431
Effet des changements de taux d'impôt [6]	839	(73)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt [7]	356	739
Autres	160	(5)
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	**(909)**	**(324)**

(1) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges non déductibles de l'assiette fiscale des sociétés de projets dans l'exploration-production, les charges opérationnelles réintégrées, ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.

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

(3) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, la taxe de 3% sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises et les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire forfaitaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (117 millions d'euros en 2016 et 166 millions d'euros en 2015), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

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

(5) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales, principalement au Luxembourg pour un montant de 338 millions d'euros en 2015 suite à l'entrée en vigueur d'une nouvelle législation fiscale.

(6) En 2016, comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France (cf. ci-après).

(7) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux (essentiellement en 2015), l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et en France.

Depuis 2011, le taux d'imposition de 34,43% sur les sociétés en France avait été majoré d'une contribution exceptionnelle qui avait *in fine* porté le taux à 38% en 2015. Cette contribution exceptionnelle a été abrogée dans la Loi de Finances 2016.

La Loi de Finances 2017 adoptée le 20 décembre 2016 prévoit une baisse du taux d'impôt à 28,92% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1er janvier 2020. Ce taux résulte de la baisse du taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés de 33,33% à 28,00% majoré de la contribution sociale de 3,3%. Les impôts différés comptabilisés par les entités françaises se retournant au-delà de 2020 ont donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2016, ce qui s'est traduit par un impact positif sur le résultat non récurrent de 904 millions d'euros, et un impact négatif de -187 millions d'euros sur les impôts différés relatifs aux éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

10.1.3 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. 2016**	**31 déc. 2015**
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(371)	176
Engagements de retraite	(108)	4
Provisions non déductibles	6	157
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	132	103
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	245	267
Autres	10	(138)
TOTAL	**(86)**	**569**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 344	1 035
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(473)	(524)
Autres	167	(56)
TOTAL	**1 038**	**455**
PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	**952**	**1 024**

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2016 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France. Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2015 provient principalement des effets impôts de certaines pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles.

10.2 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. 2016**	**31 déc. 2015**
Actifs financiers disponibles à la vente	(12)	(7)
Écarts actuariels	47	(139)
Couverture d'investissement net	13	70
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	382	(142)
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	4	14
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	**434**	**(204)**
Quote-part des entreprises mises en équivalences	10	(18)
TOTAL	**444**	**(222)**

10.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

10.3.1 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 2015	**1 280**	**(8 131)**	**(6 851)**
Effet du résultat de la période	(86)	1 038	952
Effet des autres éléments du résultat global	20	414	434
Effet de périmètre	8	124	132
Effet de change	(21)	(36)	(57)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	84	(218)	(135)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(35)	33	(2)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**1 250**	**(6 775)**	**(5 525)**

10.3.2 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)

	Position de clôture	
En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 178	2 532
Engagements de retraite	1 451	1 438
Provisions non déductibles	631	642
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 258	1 115
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	3 285	1 795
Autres	585	564
TOTAL	**9 388**	**8 086**
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(10 886)	(12 181)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(3 214)	(1 827)
Autres	(813)	(929)
TOTAL	**(14 913)**	**(14 937)**
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	**(5 525)**	**(6 851)**

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des reports déficitaires sont justifiés par l'existence de différences temporelles taxables suffisantes et/ou par des prévisions d'utilisation de ces déficits sur une période de projections fiscales de six années validée par le Management, sauf exception justifiée par un contexte particulier.

10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2016, 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 3 716 millions d'euros (contre 3 308 millions d'euros au 31 décembre 2015). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg, en France, en Australie et au Royaume-Uni) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation 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 1 698 millions d'euros en 2016 contre 1 472 millions d'euros en 2015.

NOTE 11 Résultat par action

	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Numérateur *(en millions d'euros)*		
Résultat net part du Groupe	**(415)**	**(4 617)**
Rémunération des titres super-subordonnés	(146)	(145)
Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action	**(562)**	**(4 762)**
Effet des instruments dilutifs	-	-
Résultat net part du Groupe dilué	**(562)**	**(4 762)**
Dénominateur *(en millions d'actions)*		
Nombre moyen d'actions en circulation	**2 396**	**2 392**
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	9	11
Nombre moyen d'actions en circulation dilué	**2 405**	**2 403**
Résultat par action *(en euros)*		
Résultat net part du Groupe par action	**(0,23)**	**(1,99)**
Résultat net part du Group e par action dilué	**(0,23)**	**(1,99)**

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 17.2.1)*.

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.

Compte tenu de leur effet relutif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action de 2015 et 2016. Dans le futur, les instruments relutifs au 31 décembre 2016 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action. Tous ces plans sont décrits dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions».

NOTE 12 Goodwills

12.1 Évolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur nette
Au 31 décembre 2014	**21 222**
Pertes de valeur	(2 628)
Variations de périmètre et Autres	201
Écarts de conversion	230
Au 31 décembre 2015	**19 024**
Pertes de valeur	(1 690)
Variations de périmètre et Autres	39
Écarts de conversion	(1)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**17 372**

Les effets des variations de périmètre au 31 décembre 2016 résultent principalement de la comptabilisation de *goodwill* dégagés respectivement sur l'acquisition d'OpTerra Energy Services (158 millions d'euros), sur l'acquisition de Green Charge Networks (47 millions d'euros) et sur la prise de contrôle de Maïa Eolis (40 millions d'euros), ainsi que de la décomptabilisation d'un *goodwill* de 199 millions d'euros relatif à des activités cédées sur l'exercice.

À l'issue des tests de pertes de valeur annuels réalisés sur les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT *goodwill*), le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 1 690 millions d'euros, dont 1 362 millions d'euros sur l'UGT Benelux, 161 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT GTT, 139 millions d'euros sur le groupe d'actifs destinés à être cédés constitué par la centrale de production d'électricité de Polaniec et 24 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Global LNG. Les tests de pertes de valeur réalisés en 2016 sur ces UGT sont décrits dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

La diminution constatée en 2015 provenait principalement de la comptabilisation de pertes de valeur sur les *goodwills* pour un montant total de 2 628 millions d'euros, dont 1 619 millions d'euros sur l'ancienne UGT Global Gaz & GNL, 911 millions d'euros sur le groupe d'actifs destinés à être cédés aux États-Unis et 83 millions d'euros sur l'ancienne UGT Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique.

12.2 Informations sur les UGT goodwill

Du fait de la nouvelle organisation opérationnelle en vigueur depuis le 1er janvier 2016 (*cf. Note 6 «Information sectorielle»),* le Groupe a mis à jour la définition des UGT *goodwill* et a procédé à des réallocations de *goodwill* entre les anciennes et les nouvelles UGT *goodwill*.

Le Groupe compte désormais 26 UGT *goodwill* qui correspondent aux 24 *Business Units* décrites dans la Note 6 à l'exception de la BU Asie-Pacifique qui est divisée en deux UGT *goodwill* (Australie et Asie-Pacifique hors Australie) et auxquelles s'ajoute l'UGT *goodwill* Solairedirect.

Le tableau ci-après présente les UGT *goodwill* dites «significatives» dont le montant de *goodwill* est supérieur à 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2016 ainsi que les UGT qui portent des *goodwills* supérieurs à 500 millions d'euros.

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2016
UGT SIGNIFICATIVES		
Benelux	Benelux	4 239
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France BtoC	France	1 010
France Renouvelables	France	871
AUTRES UGT IMPORTANTES		
Amérique du Nord	Amérique du Nord	797
Génération Europe	Autres	682
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	651
GRTgaz	Infrastructures Europe	614
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	612
Storengy	Infrastructures Europe	543
France BtoB	France	503
AUTRES UGT (*GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS*)		**2 842**
TOTAL		**17 372**

12.3 Tests de perte de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de perte 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 *goodwill* 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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 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 selon les modalités présentées dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

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 2016 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,7% et 15,1% (entre 4,7% et 14,5% en 2015). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT *goodwill* sont présentés dans les Notes ci-après 8.3.1 «UGT significatives» et 8.3.2 «Autres UGT importantes».

12.3.1 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 perte de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2016.

Le test de perte de valeur relatif à l'UGT *goodwill* Benelux est présenté dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

12.3.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 2017, du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2020-2022. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2022. 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 accepté 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.

12.3.3 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 010 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration. 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 1,9%.

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 7,5% et 8,3%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 9% 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 11% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 9% 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 9% sur ce calcul.

12.3.4 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 871 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 à l'exception des parcs photovoltaïques développés et opérés par Solairedirect).

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration. 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 5,2% et 8,5%, 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.

Résultats du test de perte de valeur

Une perte de valeur de 416 millions d'euros a été comptabilisée sur les actifs de production hydroélectrique de la SHEM (*cf. Note 8.2.5*).

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 52% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable 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 52% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 34% 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 43% 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 550 millions d'euros.

12.3.5 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
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	6,5%-10,1%
Amérique du Nord	Amérique du Nord	DCF + DDM	3,8%-12,7%
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	6,3%-9,1%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	5,6%-12,4%
Storengy	Infrastructures Europe	DCF	4,7%-9,3%
France BtoB	France	DCF	7,8%-8,5%

La méthode «DDM» désigne la méthode dite de l'actualisation des dividendes (*Discounted Dividend Model*).

12.3.5.1 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 682 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 2017 et plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration 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 6,5% et 10,1%.

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 perte de valeur

Des pertes de valeur de 659 millions d'euros ont été comptabilisées au 31 décembre 2016, dont 520 millions d'euros sur des centrales thermiques et 139 millions d'euros correspondant à la part de *goodwill* de l'UGT allouée au groupe d'actifs destiné à être cédé en Pologne (*cf. Note 8.2.5*).

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 61% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur comptable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 65% sur ce calcul.

En cas de diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques, la valeur recouvrable deviendrait inférieure à la valeur comptable, et conduirait à une dépréciation d'environ 100 millions d'euros.

12.3.5.2 UGT Storengy

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 543 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et 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 2017 et plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 3 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Pour les activités de stockage en France et en Allemagne, les flux ont été projetés jusqu'en 2025, date à laquelle le Groupe estime que les *spreads* saisonniers auront atteint leur prix d'équilibre à long terme. Une valeur terminale a été déterminée en 2026 en appliquant au flux de trésorerie normatif de l'année 2025 un taux de croissance correspondant au taux d'inflation long terme attendu sur la zone euro.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie s'élèvent à 5,7% pour la France, 7,9% pour le Royaume-Uni et entre 4,7% et 9,3% pour les stockages allemands.

Les hypothèses clés du test portent sur (i) les prévisions de ventes de capacités en France et en Allemagne, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que (ii) l'évolution des

hypothèses réglementaires concernant les activités de stockage souterrain de gaz naturel en France.

Une modification des *spreads* saisonniers affecterait le niveau de chiffre d'affaires à la fois via l'incidence du *spread* (i) sur le prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités qui sont fortement corrélés à cet indicateur ainsi que (ii) sur les volumes de vente globaux.

Une diminution de 5% du chiffre d'affaires du métier stockage en France et en Allemagne sur la période 2017-2025 et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale, conduirait à constater une perte de valeur de l'ordre de 300 millions d'euros.

Dans le cas d'un niveau de *spread* saisonnier qui resterait limité à son niveau attendu en 2021 sur l'ensemble de l'horizon de valorisation postérieur à cette date, le risque de perte de valeur s'élèverait à environ 250 millions d'euros.

12.4 Répartition sectorielle

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

En millions d'euros	31 déc. 2016
Amérique du Nord	797
Amérique latine	810
Afrique/Asie	978
Benelux	4 239
France	2 799
Europe hors France & Benelux	1 263
Infrastructures Europe	5 338
GEM & GNL	-
E&P	32
Autres	1 116
TOTAL	**17 372**

NOTE 13 Immobilisations incorporelles

13.1 Variation des immobilisations incorporelles

En millions d'euros	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2014	**2 825**	**2 493**	**10 523**	**15 841**
Acquisitions	241	-	644	886
Cessions	(4)	-	(246)	(251)
Écarts de conversion	(2)	-	163	162
Variations de périmètre	27	-	(175)	(149)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(16)	(16)
Autres variations	21	52	19	92
Au 31 décembre 2015	**3 108**	**2 545**	**10 912**	**16 565**
Acquisitions	169	-	584	753
Cessions	(54)	(13)	(51)	(119)
Écarts de conversion	(43)	-	27	(16)
Variations de périmètre	5	-	106	112
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(4)	(4)
Autres variations	19	33	38	91
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**3 205**	**2 565**	**11 613**	**17 383**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2014	**(1 062)**	**(1 646)**	**(5 564)**	**(8 272)**
Dotations aux amortissements	(101)	(71)	(565)	(737)
Pertes de valeur	(7)	-	(940)	(947)
Cessions	4	-	207	211
Écarts de conversion	1	-	(74)	(73)
Variations de périmètre	(2)	-	211	209
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	3	3
Autres variations	(3)	-	56	53
Au 31 décembre 2015	**(1 171)**	**(1 716)**	**(6 666)**	**(9 553)**
Dotations aux amortissements	(108)	(61)	(601)	(770)
Pertes de valeur	(6)	(225)	(176)	(407)
Cessions	29	13	34	76
Écarts de conversion	3	-	4	7
Variations de périmètre	-	-	(10)	(10)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	3	3
Autres variations	(7)	-	(84)	(92)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(1 259)**	**(1 988)**	**(7 497)**	**(10 744)**
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2015	**1 938**	**828**	**4 247**	**7 013**
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**1 946**	**576**	**4 116**	**6 639**

En 2016, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à -407 millions d'euros et portent essentiellement sur des contrats de droits de tirage sur des actifs électriques en Italie pour -225 millions d'euros, et sur un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme en gaz naturel pour -125 millions d'euros *(cf. Note 8.2 «Pertes de valeur»)*.

En 2015, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles (-947 millions d'euros) portaient principalement sur la marque *corporate* GDF Gaz de France pour -455 millions d'euros, sur l'actif incorporel Relations clients France pour -95 millions d'euros, ainsi que sur des licences d'exploration en Australie pour -257 millions d'euros et au Qatar pour -87 millions d'euros.

13.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnus en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12. Les acquisitions portent essentiellement sur les activités du secteur France Réseaux.

13.1.2 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 40 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.

13.1.3 Autres

Au 31 décembre 2016, ce poste comprend principalement des logiciels, des licences ainsi que des actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises.

Les licences d'exploration et de production comprises dans la colonne «Autres» du tableau ci-dessus font l'objet d'une présentation détaillée dans la Note 20 «Activité exploration-production».

13.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, s'élèvent à 191 millions d'euros pour l'exercice 2016, dont 23 millions d'euros de dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel (IAS 38).

NOTE 14 Immobilisations corporelles

14.1 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 2014	**944**	**4 460**	**92 831**	**390**	**2 141**	**7 626**	**1 053**	**109 446**
Acquisitions	4	31	541	70	-	4 874	68	5 589
Cessions	(147)	(117)	(320)	(17)	(2)	(199)	(61)	(862)
Écarts de conversion	(5)	76	409	6	5	202	2	695
Variations de périmètre	(3)	-	(28)	6	(4)	(19)	(3)	(51)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(82)	1	(5 588)	(20)	(18)	(138)	(5)	(5 850)
Autres variations	44	542	5 356	1	196	(5 917)	60	282
Au 31 décembre 2015	**755**	**4 993**	**93 201**	**437**	**2 318**	**6 428**	**1 115**	**109 248**
Acquisitions	7	26	893	46	-	4 299	65	5 336
Cessions	(8)	(46)	(743)	(41)	(97)	(20)	(48)	(1 003)
Écarts de conversion	16	(46)	717	3	(11)	10	(2)	688
Variations de périmètre	(6)	22	38	3	-	(718)	9	(653)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(3)	(7)	(1 208)	-	(23)	(47)	(2)	(1 291)
Autres variations	(5)	746	2 615	2	842	(3 489)	37	749
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**756**	**5 687**	**95 514**	**451**	**3 029**	**6 462**	**1 174**	**113 073**
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2014	**(147)**	**(2 151)**	**(39 627)**	**(258)**	**(1 039)**	**(1 422)**	**(770)**	**(45 414)**
Dotations aux amortissements	(17)	(136)	(3 528)	(47)	(190)	-	(93)	(4 011)
Pertes de valeur	(14)	(12)	(3 066)	-	(35)	(1 653)	(3)	(4 784)
Cessions	52	64	240	14	2	1	53	427
Écarts de conversion	7	(10)	(126)	(3)	2	(36)	(1)	(166)
Variations de périmètre	3	3	(2)	(4)	2	-	-	3
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	1 709	8	-	1	-	1 719
Autres variations	2	10	(977)	(23)	-	977	(22)	(33)
Au 31 décembre 2015	**(113)**	**(2 231)**	**(45 377)**	**(314)**	**(1 259)**	**(2 132)**	**(834)**	**(52 259)**
Dotations aux amortissements	(8)	(265)	(3 148)	(43)	(74)	-	(89)	(3 627)
Pertes de valeur	(14)	(438)	(1 126)	(11)	31	(151)	(2)	(1 711)
Cessions	1	27	555	36	97	1	44	761
Écarts de conversion	(7)	5	(198)	(3)	11	93	3	(95)
Variations de périmètre	-	(12)	(29)	(2)	-	444	(5)	396
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	5	977	-	12	-	2	996
Autres variations	(5)	(15)	(186)	(1)	(142)	550	4	205
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(145)**	**(2 925)**	**(48 531)**	**(337)**	**(1 324)**	**(1 195)**	**(878)**	**(55 334)**
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2015	**642**	**2 762**	**47 824**	**123**	**1 059**	**4 296**	**281**	**56 988**
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**612**	**2 762**	**46 983**	**114**	**1 706**	**5 268**	**296**	**57 739**

En 2016, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» tient compte :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 336 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens en Amérique latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe et des développements dans les activités exploration-production ;
- d'une augmentation de +981 millions d'euros de l'actif de démantèlement reconnu en contrepartie des provisions comptabilisées au titre du démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique (*cf. Note 18.2*) ;
- des effets de change pour un montant de +593 millions d'euros, portant principalement sur le réal brésilien (+557 millions d'euros), le dollar américain (+267 millions d'euros), la couronne norvégienne (+87 millions d'euros), et la livre sterling (-349 millions d'euros) ;
- d'amortissements pour un total de -3 627 millions d'euros ;
- de pertes de valeur s'élevant à -1 711 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (-520 millions d'euros), sur des actifs de production hydroélectrique en France (-414 millions d'euros), sur des navires méthaniers (-142 millions d'euros), ainsi que sur des actifs d'exploration-production ;
- du classement de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (-295 millions d'euros) ; la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes ayant été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière ;
- de variations de périmètre pour -257 millions d'euros résultant principalement de la cession de 50% de Transmisora Eléctrica del Norte SA (TEN) au Chili (-202 millions d'euros) et de la cession des centrales à charbon de Meenakshi en Inde (-131 millions d'euros), partiellement compensées par la prise de contrôle de Energieversorgung Gera GmbH en Allemagne (+100 millions d'euros).

En 2015, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- des pertes de valeur sur immobilisations corporelles portant essentiellement sur des actifs d'exploration-production (-2 197 millions d'euros), sur des actifs de production d'énergies en Afrique/Asie (-1 639 millions d'euros) et en Europe hors France et Benelux (-345 millions d'euros), ainsi que sur un terminal de regazéification en Amérique du Nord (-195 millions d'euros) ;
- des cessions d'immobilisations corporelles nettes de -435 millions d'euros comprenant notamment des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie pour -197 millions d'euros, ainsi que des cessions de biens immobiliers pour -148 millions d'euros ;
- des effets de change nets de +529 millions d'euros portant essentiellement sur le dollar américain (+1 158 millions d'euros), la livre sterling (+145 millions d'euros), le réal brésilien (-706 millions d'euros), et la couronne norvégienne (-98 millions d'euros) ;
- du transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable des immobilisations corporelles du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis.

Les actifs d'exploration-production inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 20 «Activité exploration-production». Les champs en développement sont présentés dans la colonne «Immobilisations en cours» et les champs en production dans la colonne «Installations techniques».

14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 3 727 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 5 267 millions d'euros au 31 décembre 2015. La variation est principalement liée à la cession des actifs hydroélectriques *merchant* aux États-Unis.

14.3 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 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 3 181 millions d'euros au 31 décembre 2015.

14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 128 millions d'euros au titre de l'exercice 2016 contre 178 millions d'euros au titre de l'exercice 2015.

NOTE 15 Instruments financiers

15.1 Actifs financiers

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. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 997	-	2 997	3 016	-	3 016
Prêts et créances au coût amorti	2 250	21 430	23 680	2 377	20 080	22 457
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	*2 250*	*595*	*2 845*	*2 377*	*731*	*3 108*
Clients et autres débiteurs	*-*	*20 835*	*20 835*	*-*	*19 349*	*19 349*
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 603	10 486	14 089	4 026	12 029	16 055
Instruments financiers dérivés	*3 603*	*9 047*	*12 650*	*4 026*	*10 857*	*14 883*
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	*-*	*1 439*	*1 439*	*-*	*1 172*	*1 172*
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	9 825	9 825	-	9 183	9 183
TOTAL	**8 850**	**41 741**	**50 591**	**9 419**	**41 292**	**50 711**

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2014	**2 893**
Acquisitions	272
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(23)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(17)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(2)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(147)
Variations de périmètre, change et divers	39
Au 31 décembre 2015	**3 016**
Acquisitions	407
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(500)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(152)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	298
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(21)
Variations de périmètre, change et divers	(49)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**2 997**

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 997 millions d'euros au 31 décembre 2016 et se répartissent entre 1 977 millions d'euros de titres cotés et 1 020 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 593 millions d'euros et 1 423 millions d'euros au 31 décembre 2015).

Les principales variations de l'exercice correspondent à l'acquisition de titres d'OPCVM et obligations par Synatom dans le cadre de ses objectifs de placement au titre de la couverture des provisions nucléaires (*cf. Note 15.1.5*), ainsi qu'à la cession des participations que le Groupe détenait respectivement dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, dans Transportadora de Gas del Perú, et dans la Société d'Enrichissement du Tricastin Holding (*cf. Note 4.1.5*).

En 2015, les principales variations de l'exercice résultaient de l'acquisition de titres d'OPCVM et obligations par Synatom dans le cadre de ses objectifs de placement au titre de la couverture des provisions nucléaires (*cf. Note 15.1.5*).

15.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition				
En millions d'euros	Dividendes	Variation de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres [1]	-	298	1	-	(152)	-
Résultat	114	-	-	(21)	152	90
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016	**114**	**298**	**1**	**(21)**	**-**	**90**
Capitaux propres [1]	-	(2)	16	-	(17)	-
Résultat	101	-	-	(147)	17	64
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	**101**	**(2)**	**16**	**(147)**	**-**	**64**

(1) Hors effet impôt.

En 2016, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 152 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Transportadora de Gas del Perú (*cf. Note 4.1.5.2*).

15.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en deçà du coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice des pertes de valeur pour un montant net de 21 millions d'euros.

Après examen, le Groupe considère qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser de perte de valeur sur ses autres lignes de titres disponibles à la vente au 31 décembre 2016.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 250	595	2 845	2 377	731	3 108
Prêts aux sociétés affiliées	*718*	*441*	*1 159*	*735*	*467*	*1 202*
Autres créances au coût amorti	*655*	*22*	*678*	*707*	*157*	*864*
Créances de concessions	*14*	*6*	*20*	*14*	*6*	*20*
Créances de location financement	*862*	*125*	*987*	*921*	*101*	*1 021*
Clients et autres débiteurs	-	20 835	20 835	-	19 349	19 349
TOTAL	**2 250**	**21 430**	**23 680**	**2 377**	**20 080**	**22 457**

Les pertes de valeur sur prêts et créances au coût amorti sont présentées ci-dessous :

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 092	(248)	2 845	3 369	(261)	3 108
Clients et autres débiteurs	21 897	(1 062)	20 835	20 412	(1 063)	19 349
TOTAL	**24 989**	**(1 310)**	**23 680**	**23 781**	**(1 324)**	**22 457**

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 (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 16.2 «Risque de contrepartie».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

		Évaluation ultérieure à l'acquisition	
En millions d'euros	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2016	115	32	(111)
Au 31 décembre 2015	110	(4)	(195)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2016, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Au 31 décembre 2015, le Groupe a enregistré une perte de valeur sur les prêts accordés à une coentreprise en charge de la construction d'une infrastructure gazière en Uruguay.

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas, correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à -1 062 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre -1 063 millions d'euros au 31 décembre 2015.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Instruments financiers dérivés	**3 603**	**9 047**	**12 650**	**4 026**	**10 857**	**14 883**
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*888*	*250*	*1 138*	*1 174*	*240*	*1 413*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	*1 875*	*8 712*	*10 587*	*1 962*	*10 510*	*12 472*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [(1)]	*840*	*85*	*925*	*890*	*107*	*998*
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	**-**	**816**	**816**	**-**	**797**	**797**
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat	*-*	*816*	*816*	*-*	*779*	*779*
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat	*-*	*0*	*0*	*-*	*17*	*17*
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	**-**	**622**	**622**	**-**	**375**	**375**
TOTAL	**3 603**	**10 486**	**14 089**	**4 026**	**12 029**	**16 055**

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

Les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche. Ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe *(cf. Note 15.3 «Endettement financier net»)*.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat détenus à des fins de transactions s'établit à 8 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 9 millions d'euros en 2015.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat est non significatif au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 9 825 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 9 183 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 246 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 258 millions d'euros au 31 décembre 2015. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 192 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 2016 s'établit à +131 millions d'euros contre +121 millions d'euros en 2015.

15.1.5 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 18.2 «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. 2016	31 déc. 2015
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	**562**	**594**
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	82	82
Prêt à Sibelga	26	58
Autres placements de trésorerie	**1 464**	**1 193**
OPCVM et FCP	1 464	1 193
TOTAL	**2 026**	**1 787**

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe 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 tant que «Titres disponibles à la vente».

15.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2016, 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 2016, 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 2016 s'élève à 762 millions d'euros.

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 177	4 348

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

15.2 Passifs financiers

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 ou pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2016 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	24 411	12 539	36 950	28 123	11 032	39 155
Instruments financiers dérivés	3 410	9 228	12 638	4 216	8 642	12 858
Fournisseurs et autres créanciers	-	17 075	17 075	-	17 101	17 101
Autres passifs financiers	200	-	200	237	-	237
TOTAL	**28 021**	**38 842**	**66 864**	**32 577**	**36 775**	**69 352**

15.2.1 Dettes financières

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Emprunts obligataires	18 617	3 360	21 977	21 912	2 057	23 969
Emprunts bancaires	4 501	977	5 478	4 694	1 765	6 459
Titres négociables à court terme	-	6 330	6 330	-	5 378	5 378
Tirages sur facilités de crédit	12	30	43	95	10	105
Emprunts sur location-financement	520	150	670	517	95	611
Autres emprunts	90	249	339	319	80	399
EMPRUNTS	**23 740**	**11 097**	**34 837**	**27 537**	**9 385**	**36 922**
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	608	608	-	603	603
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**23 740**	**11 705**	**35 444**	**27 537**	**9 988**	**37 525**
Impact du coût amorti	235	72	306	276	107	383
Impact de la couverture de juste valeur	436	31	468	310	23	333
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	731	731	-	914	914
DETTES FINANCIÈRES	**24 411**	**12 539**	**36 950**	**28 123**	**11 032**	**39 155**

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2016 à 39 343 millions d'euros pour une valeur comptable de 36 950 millions d'euros.

Les produits et charges financiers relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 9 «Résultat financier».

Les informations sur les dettes financières nettes sont présentées dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

15.2.2 Instruments financiers dérivés

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

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	251	67	318	278	100	377
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 461	9 038	10 499	2 528	8 493	11 022
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments [(1)]	1 698	123	1 821	1 410	49	1 459
TOTAL	**3 410**	**9 228**	**12 638**	**4 216**	**8 642**	**12 858**

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

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	**31 déc. 2016**	**31 déc. 2015**
Fournisseurs	16 327	16 280
Dettes sur immobilisations	748	821
TOTAL	**17 075**	**17 101**

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

15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 200 millions d'euros (237 millions d'euros au 31 décembre 2015). Ils correspondent principalement à des dettes résultant :

- d'obligations d'achat (*put* sur participations ne donnant pas de contrôle) consenties par le Groupe et portant notamment sur 41,01% des titres de La Compagnie du Vent, consolidée en intégration globale.

  Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (*cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers») ;*
- de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence, notamment Cameron LNG.

15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

	31 déc. 2016			31 déc. 2015		
En millions d'euros	**Non courant**	**Courant**	**Total**	**Non courant**	**Courant**	**Total**
Encours des dettes financières	23 740	11 705	35 444	27 537	9 988	37 525
Impact du coût amorti	235	72	306	276	107	383
Impact de la couverture de juste valeur [1]	436	31	468	310	23	333
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	731	731	-	914	914
DETTES FINANCIÈRES	**24 411**	**12 539**	**36 950**	**28 123**	**11 032**	**39 155**
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette [2]	251	67	318	278	100	377
DETTE BRUTE	**24 662**	**12 606**	**37 268**	**28 401**	**11 132**	**39 533**
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(58)	(37)	-	(37)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	**(58)**	**(1)**	**(58)**	**(37)**	**-**	**(37)**
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(816)	(816)	-	(797)	(797)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(622)	(622)	-	(375)	(375)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 825)	(9 825)	-	(9 183)	(9 183)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette[2]	(888)	(250)	(1 138)	(1 174)	(240)	(1 413)
TRÉSORERIE ACTIVE	**(888)**	**(11 514)**	**(12 402)**	**(1 174)**	**(10 595)**	**(11 768)**
ENDETTEMENT FINANCIER NET	**23 716**	**1 091**	**24 807**	**27 190**	**537**	**27 727**
Encours des dettes financières	23 740	11 705	35 444	27 537	9 988	37 525
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(58)	(37)	-	(37)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(816)	(816)	-	(797)	(797)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 825)	(9 825)	-	(9 183)	(9 183)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	**23 682**	**1 062**	**24 744**	**27 500**	**8**	**27 508**

(1) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.
(2) 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.

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2016, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 74 millions d'euros (dont -240 millions d'euros sur la livre sterling, +76 millions d'euros sur le dollar américain et +53 millions d'euros sur le real brésilien).

Les variations de périmètre (y compris effet *cash* des acquisitions et cessions) ont généré une réduction nette de 3 600 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des acquisitions réalisées sur la période (principalement OpTerra Energy Services, Maïa Eolis et Green Charge Networks) qui ont accru l'endettement financier net de 392 millions d'euros (*cf. Notes 4.3 et 4.4.1*) ;
- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 3 992 millions d'euros ; portant notamment sur une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), des actifs de production hydroélectriques *merchant* aux États-Unis, les centrales à charbon Meenakshi et Paiton, un portefeuille d'actifs éoliens de Maïa Eolis à Futures Energies Investissements Holding et sur des participations non consolidées dans la Société d'Enregistrement du Tricastin Holding, Transportadora de Gas del Perú et dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution (*cf. Note 4.1 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016»)*.

15.3.2.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2016 :

- le 18 mai 2016, réalisation d'une émission obligataire chez Glow Energy Public Co. Ltd. d'un montant de 3 milliards de baths thaïlandais (75 millions d'euros) portant un coupon de 2,81% et arrivant à échéance en 2026 ;
- le 15 juillet 2016, réalisation de deux émissions obligataires chez ENGIE Brasil Energia :
  - d'un montant de 247 millions de real brésilien (68 millions d'euros) portant un coupon variable indexé sur l'inflation et arrivant à échéance en 2023,
  - d'un montant de 353 millions de real brésilien (98 millions d'euros) portant un coupon variable indexé sur l'inflation et arrivant à échéance en 2026 ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 2016 :
  - 1 043 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 5,625% et arrivés à échéance le 18 janvier 2016,
  - 1 milliard d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant coupon à 1,5% arrivés à échéance le 1er février 2016 ;
- opérations de refinancement :
  - le 26 juin 2016, le Groupe a procédé au refinancement bancaire de Pelican Point et Canunda pour un montant de 175 millions de dollars australiens, soit 117 millions d'euros,
  - le 30 juin 2016, le Groupe a refinancé en interne et à l'échéance la dette bancaire de Hazelwood Power Partnership pour un montant de 368 millions de dollars australiens, soit 242 millions d'euros.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 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. 2016				31 déc. 2015			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Titres disponibles à la vente	2 997	1 977	-	1 020	3 016	1 593	-	1 423
Instruments financiers dérivés	12 650	68	12 560	22	14 883	67	14 753	63
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*1 138*	-	*1 138*	-	*1 413*	-	*1 413*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 504*	*68*	*2 414*	*22*	*3 485*	*67*	*3 354*	*63*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*8 083*	-	*8 083*	-	*8 987*	-	*8 987*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*925*	-	*925*	-	*998*	-	*998*	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	816	1	816	-	797	1	796	-
Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat	*816*	*1*	*816*	-	*779*	*1*	*779*	-
Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat	-	-	-	-	*17*	-	*17*	-
TOTAL	**16 464**	**2 046**	**13 376**	**1 042**	**18 696**	**1 661**	**15 549**	**1 486**

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.4.11.3 «Dérivés et comptabilité de couverture».

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés – évalués au cours de bourse à la date de clôture – sont classés en niveau 1.

Les titres non cotés – évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie futurs et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2016, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	**Titres disponibles à la vente**
Au 31 décembre 2015	**1 423**
Acquisitions	158
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(500)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(152)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	160
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(18)
Variations de périmètre, change et divers	(51)
Au 31 décembre 2016	**1 020**
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	88

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 102 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans le tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des *futures* négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels le Groupe dispose de valeurs liquidatives régulières sont classés en niveau 1, et en niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont classés en niveau 2.

15.4.2 Passifs financiers

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

	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
En millions d'euros	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**	**Total**	**Niveau 1**	**Niveau 2**	**Niveau 3**
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 691	-	4 691	-	7 294	-	7 294	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	34 652	20 144	14 508	-	33 626	18 803	14 823	-
Instruments financiers dérivés	12 638	121	12 483	34	12 858	139	12 667	52
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	*318*	-	*318*	-	*377*	-	*377*	-
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management	*2 411*	*119*	*2 258*	*34*	*3 897*	*135*	*3 714*	*48*
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading	*8 088*	*3*	*8 085*	-	*7 125*	*4*	*7 117*	*4*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	*1 821*	-	*1 821*	-	*1 459*	-	*1 459*	-
TOTAL	**51 982**	**20 266**	**31 682**	**34**	**53 778**	**18 942**	**34 785**	**52**

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 et sont présentées 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.

Instruments financiers dérivés

Le classement des instruments financiers dérivés par niveau de juste valeur est précisé dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».

15.5 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

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

AU 31 DÉCEMBRE 2016

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	10 948	10 587	(7 981)	2 607
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 063	2 063	(596)	1 467
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 860)	(10 499)	9 867	(632)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 139)	(2 139)	390	(1 750)

(1) 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.
(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière [1]	Autres accords de compensation [2]	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	12 836	12 472	(8 939)	3 533
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 411	2 411	(717)	1 694
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(11 386)	(11 022)	10 268	(754)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 837)	(1 837)	127	(1 710)

(1) 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.
(2) Les autres accords de compensation comprennent les collatérals et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

NOTE 16 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.

16.1 Risques de marché

16.1.1 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.

16.1.1.1 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 2016 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ (1)

		31 déc. 2016		31 déc. 2015	
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	475	(49)	329	96
Gaz naturel	+3 €/MWh	(23)	(97)	(70)	(98)
Électricité	+5 €/MWh	84	(39)	17	(9)
Charbon	+10 $US/ton	67	3	97	1
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	64	-	96	-
EUR/USD	+10%	(89)	(7)	(206)	(9)
EUR/GBP	+10%	(42)	8	(7)	1

(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.

16.1.1.2 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.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 427 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 389 millions d'euros en 2015).

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. 2016	2016 moyenne [1]	Maximum 2016 [2]	Minimum 2016 [2]	2015 moyenne [1]
Activités de *trading*	2	10	20	2	7

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.
(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2016.

16.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges)* telles que définies par la norme IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2016 et 2015 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	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	1 875		(1 461)	(949)	1 962	1 522	(2 528)	(1 369)
Couverture de flux de trésorerie	*87*	*101*	*(231)*	*(283)*	*242*	*496*	*(217)*	*(326)*
Autres instruments financiers dérivés	*1 788*	*528*	*(1 230)*	*(666)*	*1 720*	*1 026*	*(2 312)*	*(1 042)*
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de *trading*	-	8 083	-	(8 088)	-	8 987	-	(7 125)
TOTAL	**1 875**	**8 712**	**(1 461)**	**(9 038)**	**1 962**	**10 510**	**(2 528)**	**(8 493)**

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «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.

16.1.2.1 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. 2016				31 déc. 2015			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
En millions d'euros	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	36	25	(106)	(81)	128	326	(40)	(105)
Électricité	5	9	(42)	(37)	26	17	(20)	(34)
Charbon	5	4	-	-	-	-	(1)	(7)
Pétrole	1	2	(62)	(152)	9	29	(129)	(148)
Autres [1]	40	61	(21)	(14)	79	124	(26)	(32)
TOTAL	**87**	**101**	**(231)**	**(283)**	**242**	**496**	**(217)**	**(326)**

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

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

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) [1]

	Unité	Total au 31 déc. 2016	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(37 356)	(18 323)	(20 369)	1 166	169	1	-
Électricité	GWh	(7 411)	(1 607)	(2 749)	(2 623)	(314)	(118)	-
Charbon	Milliers de tonnes	562	417	144	-	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	2 688	4 544	(1 856)	-	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 506	534	922	900	150	-	-

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Au 31 décembre 2016, une perte de 372 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre un gain de 148 millions d'euros au 31 décembre 2015). Un gain de 167 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2016 (contre un gain de 143 millions d'euros en 2015).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact est nul au 31 décembre 2016 (contre un gain de 1 million d'euros au 31 décembre 2015).

16.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe ainsi que les instruments financiers dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

16.1.3 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, (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 états financiers des filiales dont la devise fonctionnelle est différente de l'euro. Les trois expositions principales aux risques translationnel et de consolidation correspondent, dans l'ordre, aux actifs en dollar américain, en réal brésilien et en livre sterling.

16.1.3.1 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. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	77%	65%	69%
USD	16%	10%	15%	14%
GBP	7%	2%	8%	5%
Autres devises	12%	11%	12%	12%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Endettement net

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	59%	77%	61%	67%
USD	21%	13%	18%	17%
GBP	10%	3%	10%	7%
Autres devises	10%	7%	11%	9%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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) et 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.

Impact sur le résultat après prise en compte des dérivés de change

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les actifs et passifs libellés dans une devise différente de la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces actifs et passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissement net. *In fine*, l'impact d'une appréciation (dépréciation) uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain (une perte) de 25 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net, une dépréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact positif de 508 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 508 millions d'euros en capitaux propres. Ces variations sont compensées par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

16.1.4 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, de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»), 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 2016, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

Entre 2013 et 2014, afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a mis en place des couvertures de taux à départ *forward* 2017, 2018 et 2019, sur des maturités 10, 20 et 18 ans.

16.1.4.1 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. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	36%	41%	34%	38%
Taux fixe	64%	59%	66%	62%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

Endettement net

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	11%	17%	12%	17%
Taux fixe	89%	83%	88%	83%
TOTAL	**100%**	**100%**	**100%**	**100%**

16.1.4.2 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.

Impact sur le résultat après prise en compte des dérivés

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable et les jambes à taux variable des dérivés, aurait pour impact une augmentation de la charge nette d'intérêts de 42 millions d'euros. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allégement de la charge nette d'intérêt de 41 millions d'euros.

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 24 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 29 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est notamment liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 100 points de base des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 574 millions d'euros lié à la variation de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêts générerait *a contrario* une perte de 710 millions d'euros.

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

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés (hors matières premières) aux 31 décembre 2016 et 2015 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
	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	888	250	(251)	(67)	1 174	240	(278)	(100)
Couverture de juste valeur	*683*	*-*	*(19)*	*-*	*575*	*115*	*(34)*	*-*
Couverture de flux de trésorerie	*68*	*166*	*(90)*	*(1)*	*509*	*-*	*(33)*	*(1)*
Dérivés non qualifiés de couverture	*137*	*84*	*(142)*	*(66)*	*90*	*125*	*(211)*	*(99)*
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	840	85	(1 698)	(123)	890	107	(1 410)	(49)
Couverture de juste valeur	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Couverture de flux de trésorerie	*13*	*6*	*(976)*	*(55)*	*56*	*72*	*(742)*	*(9)*
Couverture d'investissement net	*37*	*-*	*(118)*	*-*	*22*	*-*	*(87)*	*-*
Dérivés non qualifiés de couverture	*791*	*79*	*(604)*	*(68)*	*813*	*35*	*(580)*	*(41)*
TOTAL	**1 728**	**335**	**(1 949)**	**(190)**	**2 064**	**347**	**(1 688)**	**(149)**

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «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 ou à l'évolution des qualités 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.

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentés ci-après :

DÉRIVÉS DE CHANGE

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
En millions d'euros	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	-	-	115	124
Couverture de flux de trésorerie	(146)	4 513	370	4 628
Couverture d'investissement net	(81)	6 281	(65)	4 919
Dérivés non qualifiés de couverture	(102)	9 796	(234)	10 659
TOTAL	**(329)**	**20 591**	**185**	**20 329**

DÉRIVÉS DE TAUX

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
En millions d'euros	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	664	10 163	541	9 413
Couverture de flux de trésorerie	(724)	3 520	(518)	4 532
Dérivés non qualifiés de couverture	313	20 567	366	21 408
TOTAL	**253**	**34 250**	**389**	**35 353**

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.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux financiers futurs en devises, à de la couverture de dettes à taux variable et à de la couverture des besoins de refinancement futurs.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de change.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2016, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 8 millions d'euros.

Couverture des flux de trésorerie

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

AU 31 DÉCEMBRE 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(870)	84	(80)	(84)	(84)	(65)	(641)

Au 31 décembre 2016, une perte de 261 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 13 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2016.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative au 31 décembre 2016.

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(149)	36	98	(20)	(43)	(49)	(170)

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente un gain de 3 millions d'euros au 31 décembre 2016.

16.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark-to-market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de «*netting*», 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 BUs la gestion de ces risques tout en permettant au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de *rating* appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de *scoring* appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. 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 (qualité de crédit, secteur d'activité…) selon des indicateurs de type exposition courante (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.

CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà de 1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2016	920	196	268	1 384	1 279	19 234	21 897
Au 31 décembre 2015	877	225	315	1 418	1 218	17 776	20 412

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquelles les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en termes de concentration de crédit.

Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie correspond à la juste valeur positive des dérivés. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

	31 déc. 2016		31 déc. 2015	
En millions d'euros	Investment Grade [3]	Total	Investment Grade [3]	Total
Exposition brute [1]	9 626	10 588	11 191	12 472
Exposition nette [2]	2 347	2 571	3 216	3 548
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	91,3%		90,6%	

(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.

16.2.2 Activités financières

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

Afin de diminuer son exposition sur le risque 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.

16.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)

PRÊTS ET CRÉANCES AU COÛT AMORTI (HORS CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS)

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	
En millions d'euros	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà de 1 an	Total	Total	Total	Total
Au 31 décembre 2016	-	-	2	2	238	2 832	3 071
Au 31 décembre 2015	-	-	24	24	397	2 921	3 343

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) présenté dans le tableau ci-dessus ne comprend pas les impacts liés aux pertes de valeur, variation de juste valeur et application de coût amorti qui s'élèvent au total à -227 millions d'euros (contre -235 millions d'euros au 31 décembre 2015). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

16.2.2.2 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 et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Au 31 décembre 2016, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 664 millions d'euros.

	31 déc. 2016				31 déc. 2015			
En millions d'euros	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]	Total	Investment Grade [1]	Sans notation [2]	Non Investment Grade [2]
Exposition	10 664	89,0%	4,0%	7,0%	10 167	90,0%	3,0%	7,0%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors 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 2016, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 24% des excédents. Il s'agit principalement d'un risque de dépositaire.

16.3 Risque de liquidité

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

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en termes d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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

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

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2016, 95% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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 2016, les ressources bancaires représentent 19% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 21 977 millions d'euros de dettes obligataires, soit 63% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représente 18% de la dette brute et s'élève à 6 330 millions d'euros au 31 décembre 2016. 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 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 actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) s'élève à 10 642 millions d'euros au 31 décembre 2016 dont 79% 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 13 602 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 13 559 millions d'euros de lignes disponibles. 93% 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 2016, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière.

16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2016, 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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	21 977	3 360	1 696	924	2 492	2 169	11 336
Emprunts bancaires	5 478	977	723	459	805	283	2 230
Titres négociables à court terme	6 330	6 330	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	43	30	2	2	4	-	3
Emprunts sur location-financement	670	150	167	154	91	80	28
Autres emprunts	339	249	13	35	10	10	22
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	608	608	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**35 444**	**11 705**	**2 602**	**1 574**	**3 402**	**2 543**	**13 619**
Actifs liés au financement	(58)	(1)	(1)	(1)	(3)	(4)	(48)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(816)	(816)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 825)	(9 825)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**24 744**	**1 062**	**2 601**	**1 573**	**3 399**	**2 539**	**13 571**

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	**37 525**	**9 988**	**4 649**	**2 407**	**1 328**	**3 249**	**15 904**
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 017)	(9 983)	-	-	-	(1)	(33)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	**27 508**	**5**	**4 649**	**2 407**	**1 328**	**3 248**	**15 872**

Au 31 décembre 2016, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 688	982	846	773	694	599	5 793

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	10 874	1 044	935	824	756	681	6 634

Au 31 décembre 2016, 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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(843)	(223)	16	(32)	(83)	(85)	(436)

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(1 645)	(416)	(191)	(18)	(38)	(78)	(904)

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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 559	1 517	483	538	376	10 525	120

Parmi ces programmes disponibles, 6 330 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2016, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 998	972	1 317	429	205	10 972	102

16.3.2 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.

Risque de liquidité

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 2016

En millions d'euros	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	*(2 404)*	*(935)*	*(731)*	*(513)*	*(170)*	*(36)*	*(19)*
afférents aux activités de trading	*(8 085)*	*(8 085)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	*2 514*	*606*	*1 082*	*501*	*211*	*71*	*42*
afférents aux activités de trading	*8 081*	*8 081*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016	**106**	**(332)**	**352**	**(12)**	**42**	**34**	**22**

AU 31 DÉCEMBRE 2015

En millions d'euros	Total	2016	2017	2018	2019	2020	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	*(3 923)*	*(1 381)*	*(1 524)*	*(722)*	*(206)*	*(67)*	*(24)*
afférents aux activités de trading	*(7 125)*	*(7 125)*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	*3 491*	*1 527*	*1 493*	*376*	*60*	*16*	*19*
afférents aux activités de trading	*8 988*	*8 988*	*-*	*-*	*-*	*-*	*-*
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2015	**1 431**	**2 010**	**(31)**	**(345)**	**(146)**	**(51)**	**(5)**

16.3.3 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'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des secteurs reportables GEM & GNL, Amérique latine et Amérique du Nord (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2016	2017	2018-2021	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2015
Achats fermes	(6 214)	(746)	(2 496)	(2 972)	(6 950)
Ventes fermes	2 051	400	669	982	1 784

16.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2016, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 997 millions d'euros (*cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»)*.

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 198 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la participation de 9% détenue dans le gazoduc Nordstream dont la valorisation est fondée sur la méthode «DDM», dite de l'actualisation des dividendes («*Discounted Dividend Method*»).

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un *reporting* régulier à la Direction Générale.

NOTE 17 Éléments sur les capitaux propres

17.1 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 2014	**2 435 285 011**	**(44 829 797)**	**2 390 455 214**	**2 435**	**32 506**	**(957)**
Achat/vente d'actions propres		5 422 256	5 422 256			135
AU 31 DÉCEMBRE 2015	**2 435 285 011**	**(39 407 541)**	**2 395 877 470**	**2 435**	**32 506**	**(822)**
Achat/vente d'actions propres		1 884 703	1 884 703			61
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**2 435 285 011**	**(37 522 838)**	**2 397 762 173**	**2 435**	**32 506**	**(761)**

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2016 résulte de livraisons d'actions propres à hauteur de 2 millions d'actions dans le cadre d'attributions gratuites d'actions (contre 5 millions d'actions en 2015).

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

Au 31 décembre 2016, il ne subsiste qu'un seul plan d'options d'achat d'actions, décrit dans la Note 23.1 «Plans de stock-options».

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et des plans d'actions de performance ainsi que les attributions d'options d'achat d'actions décrites dans la Note 23 «Paiements fondés sur des actions» sont couvertes par des actions existantes d'ENGIE SA.

17.1.2 Actions propres

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 3 mai 2016. 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 9,7 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2016, le Groupe détient 37,5 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 150,0 millions d'euros.

17.2 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 37 746 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 32 506 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.

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 -3 235 millions d'euros au 31 décembre 2016 (-2 538 millions d'euros au 31 décembre 2015) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 846 millions d'euros au 31 décembre 2016 (778 millions d'euros au 31 décembre 2015).

17.2.1 Émission de titres super-subordonnés

ENGIE SA a réalisé deux émissions de titres super-subordonnés à durée indéterminée, respectivement le 3 juillet 2013 et le 22 mai 2014. Ces opérations avaient été réparties en plusieurs tranches offrant un coupon moyen de 3,4% (2014) et 4,4% (2013).

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 1 907 millions d'euros en 2014 et 1 657 millions d'euros en 2013.

Les coupons attribuables aux détenteurs de ces titres, dont 146 millions d'euros payés en 2016, 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.

17.2.2 Capacité distributive d'ENGIE SA

La capacité distributive totale de la société ENGIE SA s'élève à 34 741 millions d'euros au 31 décembre 2016 (contre 36 690 millions d'euros au 31 décembre 2015), dont 32 506 millions d'euros au titre des primes liées au capital.

17.2.3 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par ENGIE SA au titre des exercices 2015 et 2016.

	Montant réparti *(en millions d'euros)*	Dividende net par action *(en euros)*
Au titre de l'exercice 2015		
Acompte (payé le 15 octobre 2015)	1 196	0,50
Solde du dividende au titre de 2015 (payé le 5 mai 2016)	1 198	0,50
Au titre de l'exercice 2016		
Acompte (payé le 14 octobre 2016)	1 198	0,50

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la Loi de Finances pour 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes distribués respectivement en mai et octobre 2016 s'élève à 74 millions d'euros (72 millions d'euros pour les versements effectués en 2015) et est comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 3 mai 2016 a décidé la distribution d'un dividende de 1 euro par action au titre de l'exercice 2015. Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 15 octobre 2015 pour un montant de 1 196 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 5 mai 2016 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 198 millions d'euros. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 28 juillet 2016 a décidé la mise en paiement le 14 octobre 2016 d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action pour un montant total de 1 198 millions d'euros.

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2016

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action soit un montant total de 2 397 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2016. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2016 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2016. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2016, cette majoration est évaluée à 16 millions d'euros. Un acompte de 0,50 euro par action sur le dividende unitaire a déjà été versé le 14 octobre 2016 soit 1 198 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché le 16 mai 2017, sera payé le 18 mai 2017. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2016, les états financiers à fin 2016 étant présentés avant affectation.

17.3 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 2016 et au 31 décembre 2015, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actifs financiers disponibles à la vente	587	443
Couverture d'investissement net	(647)	(561)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(900)	(641)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(208)	193
Impôts différés sur éléments ci-dessus	432	146
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(401)	(509)
Écarts de conversion	1 296	990
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	**159**	**62**

17.4 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 17.1.2 «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 18 Provisions

En millions d'euros	31 déc. 2015	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactua-lisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2016
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	5 785	237	(368)	-	2	141	11	615	6 422
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire [1]	4 744	698	(39)	-	-	227	-	-	5 630
Démantèlement des installations [2, 3]	4 476	267	(6)	-	(2)	215	12	710	5 671
Reconstitution de sites	1 474	9	(35)	(58)	1	25	(8)	79	1 487
Litiges, réclamations et risques fiscaux	663	582	(157)	(44)	(113)	9	14	180	1 133
Autres risques	1 694	788	(495)	(11)	109	6	(9)	(217)	1 865
TOTAL PROVISIONS	**18 836**	**2 580**	**(1 100)**	**(114)**	**(4)**	**623**	**20**	**1 367**	**22 208**

(1) Dotations de 698 millions d'euros, dont 584 millions d'euros d'augmentation liés à l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.
(2) Provision totale de 5 671 millions d'euros au 31 décembre 2016, dont 4 997 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 3 629 millions d'euros au 31 décembre 2015.
(3) Colonne «Autres» de 710 millions d'euros, dont 981 millions d'euros d'augmentation liés à l'impact de la révision triennale des provisions nucléaires en Belgique.

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 2016 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. 2016
Résultat des activités opérationnelles	(1 352)
Autres produits et charges financiers	(623)
Impôts	(14)
TOTAL	**(1 989)**

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

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

Se reporter à la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

18.2 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 irradié et au démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 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 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.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Dans l'hypothèse où des évolutions étaient constatées entre deux évaluations triennales, susceptibles de modifier de façon significative les paramètres financiers retenus, le scénario industriel, l'estimation des coûts ou leur calendrier, la Commission pourrait réviser son avis.

Un nouveau dossier de réévaluation triennal des provisions nucléaires a été transmis le 12 septembre 2016 par Synatom à la Commission qui a rendu son avis le 12 décembre 2016, sur base de l'avis émis par l'ONDRAF (Organisme national des déchets radioactifs et des matières fissiles enrichies).

Ce dossier détaillé reprend entre autres :

- les scénarios industriels de gestion élaborés pour la mise à l'arrêt définitif et le démantèlement des centrales nucléaires ainsi que pour la gestion des matières fissiles irradiées ;
- l'estimation détaillée des coûts qui y sont liés, ainsi qu'une planification dans le temps des dépenses prévues ;
- la méthode de calcul retenue pour la constitution des provisions ;
- une analyse du taux d'actualisation à retenir, déterminé conformément aux techniques établies d'analyse financière.

Les provisions au 31 décembre 2016 sont déterminées conformément aux scénarios industriels et aux méthodologies de calculs tels que revus et approuvés par la Commission.

Le dossier présenté et approuvé par la Commission conduit à :

- une augmentation de 584 millions d'euros de la provision pour aval du cycle dont la contrepartie est comptabilisée en autres éléments non récurrents du résultat des activités opérationnelles ;
- une augmentation de 1 123 millions d'euros de la provision pour démantèlement dont la principale contrepartie est comptabilisée à l'actif en tant que composante du démantèlement des unités de production pour un montant de 981 millions d'euros, à amortir sur la durée résiduelle d'exploitation des centrales concernées.

La mise à jour des analyses historiques et prospectives des taux de référence à long terme a conduit le Groupe à réviser à la baisse le taux d'actualisation à 3,5% par rapport à 4,8% précédemment, en maintenant inchangée l'hypothèse d'inflation sous-jacente de 2,0%. L'augmentation des provisions telle que présentée ci-dessus intègre l'impact estimé de cette diminution du taux d'actualisation, soit +1 043 millions d'euros pour l'aval du cycle, et +731 millions d'euros pour le démantèlement des centrales. Il est à noter que le taux d'actualisation constitue une des hypothèses de l'évaluation, interdépendante d'autres paramètres qui visent ensemble à intégrer les aléas et risques inhérents aux processus industriels de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

Les stratégies industrielles présentées dans le dossier 2016 sont globalement inchangées par rapport à celles retenues antérieurement.

Pour l'aval du cycle, l'évaluation des coûts d'entreposage sur site, de retraitement et de conditionnement a été mise à jour sur la base des derniers devis et études disponibles. Elle tient également compte de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des centrales Doel 1 & 2, autorisée en 2015 et confirmée en décembre 2016 par l'adoption de la loi sur les contributions nucléaires pour les unités de deuxième génération.

L'estimation des coûts de démantèlement des centrales a été mise à jour en 2016 pour tenir compte de l'évolution des tarifs d'évacuation de l'ONDRAF, de la mise à jour des bases d'inventaires physiques et radiologiques, de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Doel 1 & 2 et de ses effets sur le séquencement des opérations pour l'ensemble du parc.

Les provisions ont été établies compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 ainsi que Doel 1 & 2 et à 40 ans pour les autres unités.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une nouvelle législation devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible irradié. Ces marges sont estimées par le Groupe pour chaque catégorie de coût. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses tarifs.

Le Groupe considère que les provisions telles qu'approuvées par la Commission prennent en compte l'ensemble des informations disponibles à ce jour pour couvrir les aléas et les risques du processus de démantèlement et de gestion du combustible irradié.

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

Après son déchargement d'un réacteur, 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. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée et le reste est évacué directement, sans retraitement.

Les provisions pour aval du cycle constituées par le Groupe couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, conditionnement, entreposage et évacuation. Elles sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation d'installations complémentaires d'entreposage à sec, 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 ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- le taux d'actualisation retenu est de 3,5%. Il tient compte d'une inflation de 2,0% (taux réel de 1,5%) ;
- le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

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 et des estimations de coûts associés. Ces éléments sont cependant établis sur la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Plus particulièrement, 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 l'uranium et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à AREVA d'effectuer ce retraitement. Dans son avis de 2016, la Commission a recommandé que les actions nécessaires soient formellement initiées à court terme 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 Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de longue durée. Conformément à la Directive Européenne, le gouvernement a rédigé en 2015 son programme national pour la gestion des combustibles usés et des déchets radioactifs. Ce programme doit encore faire l'objet d'un arrêté ministériel. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde dans l'argile de Boom, tel que préconisé dans le plan déchet de l'ONDRAF. Il n'y a pas, à ce jour, de site qualifié en Belgique pour l'enfouissement. Dans son avis de 2016, la Commission demande d'aboutir, dans les plus brefs délais, à un scénario reprenant un concept d'installations d'entreposage qui peut être considéré par les autorités comme susceptible de faire l'objet d'une autorisation.

Le Groupe est d'avis que la démonstration de la faisabilité de ces installations ne devrait pas conduire à remettre en question le scénario industriel retenu, celui-ci ayant été revu et validé par des experts nationaux et internationaux qui n'ont, à ce jour, pas formulé d'objection quant à la réalisation technique de cette solution de dépôt en couche géologique profonde.

18.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

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 est globalement inchangée par rapport au dossier de 2013. Elle repose sur un démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet (retour à un «*greenfield* industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- 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 ;
- la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision 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 ;
- une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

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 Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

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.

18.2.4 Sensibilité

Le solde des provisions pour aval du cycle s'établit à 5,6 milliards d'euros au 31 décembre 2016. L'engagement, exprimé en euros courants et estimé à la quote-part de combustible irradié à date, représente un montant de quelque 11,0 milliards d'euros.

Les provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique s'élèvent à 4,6 milliards d'euros au 31 décembre 2016. L'engagement, exprimé en euros courants, représente un montant d'environ 7,5 milliards d'euros.

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 et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 120 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement à due concurrence des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

18.3 Démantèlements des installations non nucléaires et reconstitution de sites

18.3.1 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.

18.3.2 Activité exploration-production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration-production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

18.3.3 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Le Groupe et son partenaire Mitsui ont annoncé en novembre 2016 leur décision de fermer la centrale à charbon d'Hazelwood (1 600 MW – entité détenue à 72% et consolidée par intégration globale) ainsi que la mine de charbon attenante. La fermeture sera effective fin mars 2017.

Au 31 décembre 2016, la provision pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 532 millions d'euros (dont 312 millions d'euros au titre de la réhabilitation de la mine et 220 millions d'euros au titre des obligations de démantèlement de la centrale).

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site comprendront une réhabilitation de la mine 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.

Compte tenu de la complexité et de la spécificité des travaux qui devront être entrepris pour réhabiliter la mine, la société a fait appel à des géologues et des experts environnementaux pour l'assister dans la préparation, le chiffrage du coût financier et la mise en œuvre du plan de réhabilitation. Ce plan de réhabilitation, qui a été approuvé par les actionnaires d'Hazelwood, sera présenté et discuté avec l'agence environnementale et les autorités de l'État de Victoria dans le courant de l'exercice 2017.

Les législations et régulations applicables sont actuellement en cours de réforme par l'État de Victoria, les dispositions finales retenues pourraient modifier la nature des travaux à réaliser, leur calendrier et donc l'évaluation des coûts provisionnés.

Les taux moyen d'actualisation retenus pour déterminer le montant de la provision s'élèvent respectivement à 5,52% et 5,11% pour les travaux de restauration de la mine et de démantèlement de la centrale.

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.

18.4 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 19 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 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 sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe ENGIE. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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

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

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2016, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,4 milliards d'euros contre 3,2 milliards d'euros au 31 décembre 2015, l'augmentation étant essentiellement liée à la baisse des taux d'actualisation.

La duration de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 18 ans.

19.1.2 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 14% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2016. La duration moyenne de ces régimes est de 12 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. Depuis le 1er janvier 2004, 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 2015, et d'application au 1er janvier 2016, 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 2016, le taux minimum garanti est de 1,75%.

L'impact lié à la mise en place de cette nouvelle loi s'est traduit par une augmentation de l'engagement net de 10 millions d'euros au 31 décembre 2016.

La charge comptabilisée en 2016 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 24 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2015.

19.1.3 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 2016 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 69 millions d'euros contre 71 millions d'euros en 2015.

19.1.4 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.

19.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.2.1 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.

19.2.1.1 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 milliards d'euros au 31 décembre 2016. La duration de l'engagement est de 21 ans.

19.2.1.2 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.

19.2.1.3 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.

19.2.2 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.

19.2.3 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,…).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de 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 situation financière sont les suivantes :

En millions d'euros	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
AU 31 DÉCEMBRE 2014	**(6 232)**	**41**	**176**
Différence de change	13	-	-
Variations de périmètre et autres	45	(48)	-
Pertes et gains actuariels	448	38	(11)
Charge de l'exercice	(458)	15	3
Plafonnement d'actifs	(41)	-	-
Cotisations/prestations payées	441	16	-
AU 31 DÉCEMBRE 2015	**(5 785)**	**62**	**167**
Différence de change	(51)	(1)	-
Variations de périmètre et autres	46	(12)	(43)
Pertes et gains actuariels	(663)	(7)	2
Charge de l'exercice	(430)	(49)	3
Plafonnement d'actifs	41	-	-
Cotisations/prestations payées	420	76	1
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(6 422)**	**68**	**130**

Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 478 millions d'euros en 2016 (442 millions d'euros en 2015). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 95% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2016 (contre 94% au 31 décembre 2015).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 469 millions d'euros au 31 décembre 2016, contre 2 730 millions d'euros au 31 décembre 2015.

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 670 millions d'euros en 2016 et un gain actuariel de 446 millions d'euros en 2015.

19.3.2 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 situation financière sont les suivants :

		31 déc. 2016				31 déc. 2015			
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		**(7 197)**	**(3 394)**	**(530)**	**(11 120)**	**(7 580)**	**(3 393)**	**(564)**	**(11 537)**
Coût des services rendus de la période		(234)	(50)	(45)	(329)	(267)	(64)	(46)	(376)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle		(208)	(84)	(11)	(303)	(196)	(70)	(9)	(276)
Cotisations versées		(14)	-	-	(14)	(13)	-	-	(13)
Modification de régime		8	-	-	8	8	16	-	24
Variations de périmètre		(6)	(3)	-	(10)	2	(1)	-	1
Réductions / cessations de régimes		1	-	-	1	19	-	-	19
Événements exceptionnels		-	-	-	-	(2)	(6)	-	(7)
Pertes et gains actuariels financiers		(825)	(261)	(15)	(1 102)	292	294	33	619
Pertes et gains actuariels démographiques		106	(51)	(2)	52	140	(280)	9	(131)
Prestations payées		434	113	46	594	373	109	48	530
Autres (dont écarts de conversion)		(8)	(1)	-	(8)	25	-	-	25
Dette actuarielle fin de période	**A**	**(7 945)**	**(3 731)**	**(556)**	**(12 232)**	**(7 197)**	**(3 394)**	**(530)**	**(11 120)**
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE									
Juste valeur des actifs de couverture en début de période		**5 445**	**1**	**-**	**5 446**	**5 349**	**3**	**-**	**5 351**
Produit d'intérêts des actifs de couverture		162	-	-	162	148	-	-	148
Pertes et gains actuariels financiers		361	-	-	361	40	-	-	40
Cotisations perçues		267	-	-	267	271	17	-	288
Variations de périmètre		1	-	-	1	(1)	-	-	(1)
Cessations de régimes		-	-	-	-	(15)	(1)	-	(17)
Prestations payées		(351)	-	-	(351)	(332)	(17)	-	(349)
Autres (dont écarts de conversion)		33	-	-	33	(14)	-	-	(14)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	**B**	**5 919**	**1**	**-**	**5 920**	**5 445**	**1**	**-**	**5 446**
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	**A+B**	**(2 026)**	**(3 730)**	**(556)**	**(6 311)**	**(1 752)**	**(3 393)**	**(530)**	**(5 674)**
Plafonnement d'actifs		(42)	-	-	(42)	(48)	-	-	(48)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		**(2 068)**	**(3 730)**	**(556)**	**(6 354)**	**(1 800)**	**(3 393)**	**(530)**	**(5 722)**
TOTAL PASSIF		**(2 136)**	**(3 731)**	**(556)**	**(6 422)**	**(1 862)**	**(3 393)**	**(530)**	**(5 785)**
TOTAL ACTIF		**68**	**-**	**-**	**68**	**62**	**-**	**-**	**62**

(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.

19.3.3 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. 2016	31 déc. 2015
Juste valeur en début d'exercice	**167**	**176**
Produit d'intérêts des placements	*3*	*3*
Pertes et gains actuariels financiers	*2*	*(11)*
Rendement réel	5	(9)
Réductions/cessations de régime	-	-
Cotisations employeurs	15	16
Cotisations employés	-	1
Prestations payées	(14)	(17)
Autres	(43)	-
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	**130**	**167**

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2016 et 2015 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Coûts des services rendus de la période	329	376
Charge d'intérêts nette	141	128
Pertes et gains actuariels [(1)]	17	(42)
Modifications de régimes	(8)	(24)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(1)	(2)
Événements exceptionnels	-	7
TOTAL	**478**	**442**
Dont comptabilisés en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	*337*	*314*
Dont comptabilisés en résultat financier	*141*	*128*

(1) Sur avantages à long terme.

19.3.5 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	(6 593)	5 078	(42)	(1 557)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(804)	842	-	38
Plans non financés	(4 835)	-	-	(4 835)
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(12 232)**	**5 920**	**(42)**	**(6 354)**
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 777)	4 469	(48)	(1 356)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(923)	977	-	55
Plans non financés	(4 421)	-	-	(4 421)
AU 31 DÉCEMBRE 2015	**(11 120)**	**5 446**	**(48)**	**(5 722)**

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

En %	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Actions	29	31
Obligations souveraines	17	16
Obligations privées	31	34
Actifs monétaires	10	8
Actifs immobiliers	4	4
Autres actifs	9	7
TOTAL	**100**	**100**

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2016.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 3,8% en 2016.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2016 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à 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	60	25	1	12	2	100
Obligations souveraines	70	2	28	-	-	100
Obligations privées	79	14	2	4	1	100
Actifs monétaires	70	1	4	24	-	100
Actifs immobiliers	93	-	3	4	-	100
Autres actifs	61	8	19	6	6	100

19.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

		Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
		2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation	Zone Euro	1,7%	2,5%	2,0%	2,6%	1,5%	2,2%	1,8%	2,3%
	Zone UK	2,7%	3,9%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone Euro	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%
	Zone UK	3,3%	3,1%	-	-	-	-	-	-

19.3.6.1 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 15%.

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 15%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,7%.

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	1	(1)
Effet sur les engagements de retraite	9	(8)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2017 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2017, des cotisations de l'ordre de 179 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 88 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.

19.4 Plans à cotisations définies

En 2016, le Groupe a comptabilisé une charge de 137 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (134 millions d'euros en 2015). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 Activité exploration-production

20.1 Immobilisations d'exploration-production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité exploration-production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration-production, présentées en tant qu'immobilisations incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentés en tant qu'immobilisations corporelles dans l'état de situation financière.

En millions d'euros	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2014	**1 106**	**1 406**	**8 555**	**11 067**
Variations de périmètre	(174)	-	(10)	(185)
Acquisitions	37	951	128	1 115
Cessions	(124)	(198)	-	(322)
Écarts de conversion	105	105	(155)	54
Autres	60	(106)	126	81
Au 31 décembre 2015	**1 009**	**2 158**	**8 643**	**11 810**
Variations de périmètre	-	-	-	-
Acquisitions	1	998	97	1 095
Cessions	-	(11)	(203)	(215)
Écarts de conversion	6	(48)	101	60
Autres	24	(502)	569	91
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**1 040**	**2 593**	**9 208**	**12 841**
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 31 décembre 2014	**(438)**	**(4)**	**(4 847)**	**(5 289)**
Variations de périmètre	174	-	10	185
Dotations aux amortissements	-	-	(664)	(664)
Pertes de valeur	(349)	(1 146)	(1 041)	(2 536)
Cessions	88	-	-	88
Écarts de conversion	(48)	(26)	77	3
Autres	-	-	-	-
Au 31 décembre 2015	**(573)**	**(1 176)**	**(6 464)**	**(8 213)**
Variations de périmètre	-	-	-	-
Dotations aux amortissements	-	-	(534)	(534)
Pertes de valeur	(35)	(110)	(12)	(157)
Cessions	-	-	154	154
Écarts de conversion	(1)	61	(31)	30
Autres	(71)	419	(240)	108
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**(680)**	**(806)**	**(7 126)**	**(8 612)**
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2015	**437**	**982**	**2 179**	**3 597**
AU 31 DÉCEMBRE 2016	**360**	**1 787**	**2 082**	**4 229**

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2016 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Touat en Algérie, de Jangkrik en Indonésie et de Cygnus au Royaume-Uni. La ligne «Cessions» correspond principalement à la cession d'un portefeuille de champs en production en Allemagne.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2015 comprenait notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur les champs de Cygnus au Royaume-Uni, de Jangkrik en Indonésie et de Touat en Algérie. La ligne «Cessions» correspondait pour l'essentiel à la cession d'un intérêt de 11,67% dans le champ de Jangkrik, en Indonésie.

Les pertes de valeur comptabilisées respectivement au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 sont décrites dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

20.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Valeur à l'ouverture	**359**	**430**
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	65	129
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(92)	(145)
Autres	(110)	(54)
VALEUR À LA CLÔTURE	**222**	**359**

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

20.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2016 et 2015 s'élèvent respectivement à 940 millions d'euros et 1 027 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 21 Contrats de location-financement

21.1 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. 2016		31 déc. 2015	
En millions d'euros	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1re année	158	153	102	99
De la 2e à la 5e année comprise	539	493	292	259
Au-delà de la 5e année	32	22	275	253
TOTAL	**728**	**668**	**669**	**611**

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière *(cf. Note 15.2.1 «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	670	150	492	28
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	58	8	47	4
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	**728**	**158**	**539**	**32**

21.2 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), Bowin (Glow - Thaïlande) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Paiements minimaux non actualisés	1 116	1 167
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	46	42
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	**1 163**	**1 209**
Produits financiers non acquis	**166**	**172**
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	**997**	**1 037**
dont valeur actualisée des paiements minimaux	*962*	*1 007*
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	*35*	*30*

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés dans la Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

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. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1re année	115	108
De la 2e à la 5e année comprise	450	444
Au-delà de la 5e année	552	616
TOTAL	**1 116**	**1 167**

NOTE 22 Contrats de location simple

22.1 Information sur les contrats de location simple – ENGIE preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers ainsi que divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2016 et 2015 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Loyers minimaux	(864)	(886)
Loyers conditionnels	(15)	(18)
Revenus de sous-location	-	76
Charges de sous-location	(29)	(27)
Autres charges locatives	(181)	(238)
TOTAL	**(1 089)**	**(1 093)**

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. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1re année	611	620
De la 2e à la 5e année comprise	1 694	1 398
Au-delà de la 5e année	1 339	1 281
TOTAL	**3 644**	**3 300**

22.2 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 2016 et 2015 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Loyers minimaux	388	556
Loyers conditionnels	24	76
TOTAL	**412**	**632**

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. 2016	31 déc. 2015
Au cours de la 1re année	335	403
De la 2e à la 5e année comprise	264	694
Au-delà de la 5e année	-	27
TOTAL	**598**	**1 125**

NOTE 23 Paiements fondés sur des actions

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

		Charge de la période	
En millions d'euros	Note	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Offres réservées aux salariés (1)	23.2	2	15
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	23.3	36	34
Plans d'autres sociétés du Groupe		22	1
TOTAL		**60**	**50**

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

6

23.1 Plans de stock-options [1]

En 2016, comme en 2015, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock-options.

Au 31 décembre 2016, le dernier plan restant en vigueur correspond à un plan d'options d'achat d'actions dont les droits sont acquis et pour lesquels il n'y a donc plus de charge comptabilisée. Les caractéristiques de ce plan sont les suivantes :

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté *(en euros)*	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif	Solde à lever au 31 déc. 2015	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31 déc. 2016	Date d'expiration	Durée de vie restante
12/11/2008	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	5 969 064	5 969 064	-	11/11/2016	-
10/11/2009 [1]	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	4 808 015	32 586	4 775 429	09/11/2017	0,9
TOTAL					**2 615 000**	**10 777 079**	**6 001 650**	**4 775 429**		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2016.

Par ailleurs, le plan d'achat d'actions émis en 2008 est arrivé à échéance en 2016. Il en a résulté l'annulation de 6 millions d'options.

23.2 Offres réservées aux salariés

23.2.1 Link 2014

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital ENGIE réservée aux salariés en 2016.

Les seuls impacts sur le résultat 2016 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés résultent des *Share Appreciation Rights*, correspondant à la juste valeur des *warrants* couvrant la dette à l'égard des salariés dans le cadre de certaines souscriptions au plan LINK 2014. À ce titre, la charge de la période s'élève à 1 million d'euros.

(1) Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de GDF SUEZ.

23.3 Actions gratuites et actions de performance

23.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2016

Plan d'actions de performance ENGIE du 14 décembre 2016

Le Conseil d'Administration du 14 décembre 2016 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 2020, 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 2020, sans période d'incessibilité ; et
- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2021, 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 :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2016 et janvier 2020 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2018 et 2019.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (32 950 actions attribuées).

23.3.2 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 2016.

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
16 décembre 2016	14 mars 2020	14 mars 2021	12,03	0,7	5,2%	0,42	Oui	8,10
16 décembre 2016	14 mars 2020	14 mars 2020	12,03	0,7	5,2%	-	Oui	8,52
16 décembre 2016	14 mars 2021	14 mars 2021	12,03	0,7	5,2%	-	Oui	7,91
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 16 décembre 2016								**8,44**

23.3.3 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. Il n'y a pas eu de réduction de volume opérée en 2016 au titre de la non atteinte de conditions de performance.

23.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2016 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. 2016**	**31 déc. 2015**
Plans d'actions gratuites	5	17
Plans d'actions de performance	31	17
Dont charge de la période	*31*	*28*
Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance	-	*(11)*
TOTAL	**36**	**34**

NOTE 24 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 25 «Rémunération des dirigeants».

Les transactions avec les coentreprises et les entreprises associées sont décrites dans la Note 3 «Participations dans les entreprises mises en équivalence».

Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

24.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

24.1.1 Relations avec l'État français

Jusqu'au 10 janvier 2017, l'État détenait 32,76% du capital d'ENGIE lui conférant 5 représentants sur 19 au Conseil d'Administration. À cette date, l'État a cédé 4,1% du capital d'ENGIE dans le cadre d'un placement privé auprès d'investisseurs institutionnels. Au terme de ce placement, l'État détient désormais 28,65% du capital et 31,98% des droits de vote d'ENGIE.

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 ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés.

24.1.2 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.

24.2 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 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme».

NOTE 25 Rémunération des dirigeants

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité exécutif compte 12 membres au 31 décembre 2016 contre 21 en 2015.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Avantages à court terme	18	26
Avantages postérieurs à l'emploi	6	5
Paiements fondés sur des actions	5	1
Indemnités de fin de contrat	11	-
TOTAL	**40**	**33**

NOTE 26 Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs

26.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

En millions d'euros	Variation du BFR au 31 déc. 2016	Variation du BFR au 31 déc. 2015
Stocks	510	903
Clients et autres débiteurs	(740)	2 105
Fournisseurs et autres créanciers	703	(1 981)
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	219	169
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de *trading*	671	498
Autres	6	(530)
TOTAL	**1 369**	**1 163**

26.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2016	31 déc. 2015
Stocks de gaz naturel, nets	1 169	1 547
Stocks d'uranium	581	585
Quotas de CO_2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	384	413
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 522	1 661
TOTAL	**3 656**	**4 207**

26.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (10 692 millions d'euros) et les autres actifs non courants (431 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales. Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 69 millions d'euros au 31 décembre 2016 (61 millions d'euros au 31 décembre 2015) vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires.

Les autres passifs courants (15 702 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 403 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 27 Litiges et concurrence

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 2016 s'élève à 1 133 millions d'euros contre 663 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Les principaux litiges et arbitrages 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.

27.1 Amérique du Nord

27.1.1 Enquête de la FERC (PJM Interconnection)

Le 8 décembre 2015, les services de la Federal Energy Regulation Commission (FERC) ont notifié à GDF SUEZ Energy Marketing NA, Inc. (GSEMNA) et à GDF SUEZ Energy North America, Inc. (GSENA) leurs conclusions provisoires relatives à une violation éventuelle des règles de la FERC en matière de *lost opportunity cost credits* acquis par GSEMNA sur PJM Interconnection de février 2011 à septembre 2013. Le 18 mars 2016, le Groupe a formellement répondu aux conclusions provisoires des services de la FERC en expliquant pourquoi le Groupe estime sa conduite irréprochable. Le 2 décembre 2016, la FERC a rendu publique une *notice of alleged violations*. Par décision du 1er février 2017, la FERC a approuvé le *stipulation and consent agreement* du 29-30 novembre 2016 par lequel GSEMNA accepte, sans toutefois reconnaître quelque infraction que ce soit, de payer 81,8 millions de dollars américains en guise de transaction. Ceci met définitivement fin à toute poursuite.

27.2 Amérique latine

27.2.1 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 franco-argentins de protection des investissements.

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, et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe. Ces deux sentences font l'objet d'un recours en nullité intenté par l'État argentin. Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company (devenue SUEZ) – 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.

27.3 Benelux

27.3.1 Contributions nucléaires

Le 30 novembre 2015, l'État belge, ENGIE et Electrabel ont conclu une convention relative à la prolongation de la durée d'exploitation des unités nucléaires de Doel 1 et 2 ainsi qu'aux contributions nucléaires pour la période 2015 à 2016. Cette convention prévoit également le gel et, à terme, l'extinction des différentes procédures à l'encontre des contributions nucléaires passées. Elle est entrée en vigueur suite à la promulgation de la loi du 25 décembre 2016 relative aux contributions nucléaires pour les unités de Doel 3 et 4 et Tihange 2 et 3.

27.3.2 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle, le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. Certains de ces recours sont toujours pendants. Par ailleurs, des collectivités territoriales allemandes et des associations agissent également contre l'autorisation de redémarrage de l'unité de Tihange 2 ; ces recours sont également pendants.

27.3.3 Swap de capacités nucléaires avec E.ON

Le 26 novembre 2014, E.ON, via sa filiale PreussenElektra GmbH a déposé une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale contre Electrabel. E.ON réclame (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, se montant approximativement à 100 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.ON se montant approximativement à 199 millions d'euros plus les intérêts.

Electrabel conteste ces réclamations et a notamment introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, se montant approximativement à 120 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 189 millions d'euros plus les intérêts. Les plaidoiries ont eu lieu la semaine du 12 décembre 2016.

27.3.4 Taxe sur sites

L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2015 des prélèvements sur sites de production non utilisés ou sous-utilisés. Electrabel a contesté ces prélèvements en premier lieu par la voie administrative et ensuite par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance et de la Cour d'appel de Bruxelles. L'État belge et Electrabel sont convenus de mettre fin à l'ensemble des litiges qui les ont opposés dans ce cadre. Cet accord prévoit de mettre fin aux procédures relatives aux taxations établies, compte tenu du caractère essentiellement factuel de ce qui oppose les parties, et une abrogation/modification législative pour prévenir des litiges futurs. La loi a été promulguée le 25 décembre 2016.

27.3.5 Réclamation fiscale au Pays-Bas

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 pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées depuis 2000. Fin mars 2016, l'Administration fiscale a rejeté la réclamation introduite par ENGIE Energie Nederland Holding BV contre l'enrôlement au titre de l'exercice 2007. Le 5 mai 2016 un recours judiciaire a été introduit contre cette décision. Le montant total des impôts et intérêts de retard enrôlés au 31 décembre 2011 s'élève à 227 millions d'euros. 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.

27.4 France

27.4.1 La Compagnie du Vent

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE à Jean-Michel Germa, fondateur de La Compagnie du Vent (LCV) et SOPER, actionnaire minoritaire de LCV, dont le plus important est la procédure intentée par SOPER le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 250 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Le litige est actuellement pendant devant le Tribunal de Commerce de Créteil ; les premières conclusions ont été échangées en juillet 2016. L'affaire sera en principe plaidée en mai-juin 2017.

27.4.2 Pratiques sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité

Le 15 avril 2014, Direct Énergie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une demande de mesures conservatoires. Concernant les mesures conservatoires, l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014. ENGIE a formé un recours contre cette décision ; l'arrêt de la Cour d'Appel ayant pour l'essentiel confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence, celle-ci est devenue définitive. Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a notifié ses griefs le 20 juillet 2016, et ENGIE a répondu le 20 octobre 2016 ; la procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 27 mars 2015 à ENGIE la saisine d'UFC-Que Choisir relativement à des pratiques alléguées d'abus de position dominante du Groupe sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité. La procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Énergie relative à de nouvelles allégations d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Énergie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Énergie de sa demande ; Direct Énergie s'est pourvue en cassation. L'instruction se poursuit.

27.4.3 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. 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 déposé une réclamation contentieuse en août 2016.

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. Le Tribunal administratif de Cergy-Pontoise a adopté une position identique à celle de la Cour Administrative d'Appel pour les sommes réclamées par SUEZ (désormais ENGIE) au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE a interjeté appel de cette décision.

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 décidé, le 8 décembre 2016, de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

27.4.4 Tarifs réglementés du gaz naturel

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en annulation du décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

L'ANODE soutient en substance que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne. Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de Justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions. La Cour de Justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016 ; il appartient maintenant au Conseil d'État de se prononcer sur le fond.

27.5 Europe (hors France et Benelux)

27.5.1 Espagne – Punica

Dans la cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), cinq 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.

27.5.2 Hongrie – Arbitrage CIRDI

ENGIE, GDF International et ENGIE International Holdings ont déposé le 4 avril 2016 une requête en arbitrage devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI). En substance, le Groupe reproche à la Hongrie de ne pas avoir respecté ses obligations sous le Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures fiscales et de régulation allant à l'encontre du principe de traitement juste et équitable et de l'interdiction d'expropriation rampante, et demande réparation du dommage subi. Cette requête en arbitrage fait suite à une notification de différend du 25 février 2015. Un arbitrage devant le CIRDI prend habituellement deux à trois ans.

27.5.3 Italie – Maestrale

Le 5 décembre 2012, International Power Consolidated Holdings Ltd (IPCHL) a cédé à ERG Renew SpA (ERG) un certain nombre de filiales actives dans l'éolien en Sardaigne et en Sicile. Ces filiales avaient bénéficié, au début des années 2000 et avant leur appartenance au Groupe, de subsides octroyés sur base de la loi italienne n°488/1192. Courant 2007, le ministère public avait saisi les éoliennes, soupçonnant une fraude dans l'octroi des subsides. IPCHL a obtenu en 2010 la levée de ces saisies, moyennant une garantie de 31,6 millions d'euros en attente d'une décision sur le fond.

Le 4 novembre 2014, les autorités italiennes ont révoqué formellement les subsides en question, demandant à ERG leur remboursement immédiat, malgré le montant déjà donné en garantie par IPCHL.

Le 21 mars 2016, ERG a déposé une requête d'arbitrage contre IPCHL devant la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale, tendant à obtenir une garantie d'IPCHL sur les montants réclamés par les autorités italiennes. Une transaction mettant fin à la procédure d'arbitrage a été conclue le 19 décembre 2016.

27.5.4 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. L'audience préliminaire devant mener à une décision de renvoi ou non au Tribunal de Savone pour traitement au fond ne débutera vraisemblablement pas avant l'automne 2017.

27.6 Infrastructures Europe

27.6.1 Accès aux infrastructures gazières

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 21 octobre 2009, le Groupe a soumis une proposition d'engagements qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

27.6.2 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.

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 au régulateur de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (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.

Le 12 janvier 2017, la CRE a annoncé le lancement d'une consultation publique au 1er trimestre 2017 sur les modalités de rémunération pour le gaz naturel et l'électricité des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseau de distribution auprès des clients en contrat unique. La CRE indique également qu'elle envisage de prendre position sur ces sujets au 2e trimestre 2017.

27.6.3 Fos Cavaou

Fosmax LNG, filiale d'Elengy, a déposé le 17 janvier 2012 une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre le groupement d'entreprises STS.

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à Fosmax LNG, réalisé par STS en application d'un contrat «clé en mains» conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fournitures.

Le tribunal arbitral a rendu sa sentence le 13 février 2015. Conformément aux termes de la sentence, Fosmax LNG a, le 30 avril 2015, versé à STS une indemnité nette (intérêts compris) de 70 millions d'euros hors taxe. Elle a par ailleurs introduit le 18 février 2015 un recours en annulation devant le Conseil d'État de la sentence, et le 18 août 2015 un recours en annulation de la sentence et un appel-nullité de l'ordonnance d'exequatur, devant la Cour d'Appel de Paris. Le Conseil d'État a, par décision du 3 décembre 2015, renvoyé l'affaire devant le Tribunal des Conflits ; celui-ci a tranché le conflit de compétence par décision du 11 avril 2016, confirmant la compétence du Conseil d'État.

Par arrêt du 9 novembre 2016, le Conseil d'État a partiellement annulé la sentence arbitrale du 13 février 2015, considérant que Fosmax LNG pouvait mettre en régie les travaux et renvoie les parties sur ce point d'arbitrage. Fosmax LNG va adresser une mise en demeure à STS de lui rembourser la somme de 36 millions d'euros, correspondant à la partie de l'indemnité indûment payée ; en cas d'échec, Fosmax LNG envisage une nouvelle procédure d'arbitrage.

27.7 Autres

27.7.1 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. Tant le Luxembourg qu'ENGIE contestent cette décision d'ouverture, dans l'attente de la décision finale de la Commission.

27.7.2 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.

NOTE 28 Événements postérieurs à la clôture

Protocole d'accord portant sur l'acquisition de 100% d'Elengy par GRTgaz

Le 16 janvier 2017, le Groupe, la Société d'Infrastructure Gazières («SIG», détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz, ont signé un protocole d'accord préliminaire pour poursuivre les discussions visant à permettre, à terme, l'acquisition de 100% d'Elengy (filiale détenue à 100% par le Groupe, opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié) par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par le Groupe et à 24,9% par SIG).

La transaction, qui préserverait la structure actuelle de l'actionnariat de GRTgaz, devrait conduire SIG à souscrire à une augmentation de capital de GRTgaz à hauteur de son pourcentage de détention (soit environ 200 millions d'euros), ce qui se traduirait par une diminution d'autant de la dette nette du Groupe.

Cession du portefeuille de centrales thermiques merchant aux États-Unis

Le 7 février 2017, le Groupe a finalisé la cession de son portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis (*cf. Note 4.1.1*). Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 3 294 millions de dollars américains (soit 3 085 millions d'euros) correspondant au prix de cession de ce portefeuille de centrales.

À la date d'arrêté des comptes, le résultat de cession est estimé à 557 millions d'euros, dont 525 millions d'euros 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). Cette transaction se traduit également par une diminution de l'endettement net du Groupe estimée à 3 080 millions d'euros.

NOTE 29 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.

	31 déc. 2016			
	EY		Deloitte	
En millions d'euros	Montant	%	Montant	%
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés	**9,5**	**85,0%**	**12,7**	**77,7%**
• ENGIE SA	2,5	22,1%	2,3	14,4%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	7,0	63,0%	10,4	63,4%
Services Autres que la Certification des comptes	**1,7**	**15,0%**	**3,6**	**22,3%**
• ENGIE SA	0,7	6,5%	0,5	3,2%
• Filiales intégrées globalement et activités conjointes	1,0	8,5%	3,1	19,1%
Dont missions relatives à des obligations réglementaires	*0,1*	*0,9%*	*0,2*	*1,2%*
Dont autres missions d'audit	*0,8*	*7,4%*	*2,2*	*13,0%*
Dont missions fiscales	*0,7*	*6,1%*	*1,0*	*5,8%*
TOTAL	**11,2**	**100%**	**16,3**	**100%**

NOTE 30 Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités des secteurs Benelux, GEM & GNL 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, IPM Eagle Victoria 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

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre Assemblée Générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016, sur :

- le contrôle des comptes consolidés de la société ENGIE, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;

- la justification de nos appréciations ;

- la vérification spécifique prévue par la loi.

Les comptes consolidés ont été arrêtés par le Conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes consolidés

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes consolidés. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

Nous certifions que les comptes consolidés de l'exercice sont, au regard du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne, réguliers et sincères et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière, ainsi que du résultat de l'ensemble constitué par les personnes et entités comprises dans la consolidation.

2. Justification des appréciations

En application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

Estimations comptables

Comme il est précisé dans la note 1.3 « *Utilisation d'estimations et du jugement* » de l'annexe aux comptes consolidés, votre groupe est conduit à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses pour préparer ses états financiers et il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations. Elles ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

C'est dans ce contexte que nous avons procédé à nos propres appréciations, notamment sur les estimations comptables significatives suivantes :

- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations corporelles et incorporelles

Nous avons examiné les modalités de mise en œuvre des tests de perte de valeur, qui ont notamment conduit votre Groupe à comptabiliser des pertes de valeurs de 4 273 millions d'euros tel qu'indiqué dans la note 8.2 de l'annexe.

Nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur recouvrable des *goodwills* et des immobilisations corporelles et incorporelles, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la direction. Nous avons également revu les calculs effectués par le Groupe et vérifié que les notes 1.3.1.2, 8.2 et 12 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

- l'évaluation des provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Nous avons revu les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées, apprécié la sensibilité des évaluations aux hypothèses techniques et aux scenarii industriels, notamment pour la gestion du combustible irradié, ainsi qu'aux hypothèses de coûts, d'échéancier des opérations et de taux d'actualisation. Nous nous sommes assuré que les notes 1.3.1.3 et 18 de l'annexe aux comptes consolidés donnaient une information appropriée sur l'ensemble de ces éléments.

- l'estimation du chiffre d'affaires réalisé et non relevé (dit « en compteur »)

Le 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, à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note 1.3.1.6 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

- l'évaluation des provisions pour litiges

Nous avons apprécié les bases sur lesquelles ces provisions ont été constituées et vérifié que les notes 18 et 27 de l'annexe aux comptes consolidés donnent une information appropriée.

Règles et méthodes comptables

Nous avons vérifié que la note 1 de l'annexe aux comptes consolidés donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes consolidés, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérification spécifique

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, à la vérification spécifique prévue par la loi des informations relatives au Groupe données dans le rapport de gestion.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 10 mars 2017

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique LAURENT

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal MACIOCE

6.4 Comptes sociaux

6.4.1 États financiers sociaux 328

6.4.2 Notes aux comptes sociaux 332

NOTE 1 Immobilisations incorporelles et corporelles 336

NOTE 2 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles 336

NOTE 3 Crédit-bail 337

NOTE 4 Immobilisations financières 338

NOTE 5 Stocks et en-cours 340

NOTE 6 Échéancier des créances 341

NOTE 7 Dépréciations d'actifs hors immobilisations 341

NOTE 8 Valeurs mobilières de placement 341

NOTE 9 Comptes de régularisation 342

NOTE 10 Capitaux propres 342

NOTE 11 Autres fonds propres 344

NOTE 12 Provisions 344

NOTE 13 Dettes financières 346

NOTE 14 Échéancier des dettes 347

NOTE 15 Répartition de la dette par devise et par taux 349

NOTE 16 Résultat d'exploitation 350

NOTE 17 Résultat financier 351

NOTE 18 Résultat exceptionnel 351

NOTE 19 Situation fiscale 352

NOTE 20 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux) 354

NOTE 21 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel 362

NOTE 22 Éléments relatifs aux parties liées 367

NOTE 23 Filiales et participations 368

NOTE 24 Rémunérations des membres du conseil d'administration et du comité exécutif 370

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils 370

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices 371

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 léger écart au niveau des totaux ou variations.

6.4.1 États financiers sociaux

Bilan actif

En millions d'euros		Référence annexe	31/12/2016 Brut	Amortissements et dépréciations	Net	31/12/2015 Net
ACTIF IMMOBILISÉ						
Immobilisations incorporelles		C 1-2	1 442	1 022	420	702
Immobilisations corporelles		C 1-2	1 071	653	418	407
Immobilisations financières		**C 4**				
Titres de participation			69 393	2 953	66 440	64 994
Autres immobilisations financières			773	454	319	335
TOTAL ACTIF IMMOBILISÉ	**I**		**72 679**	**5 082**	**67 597**	**66 438**
ACTIF CIRCULANT						
Stocks et en-cours		**C 5**				
Gaz			700	-	700	996
Certificats d'Économie d'Énergie			119	-	119	136
Autres stocks et en-cours			20	-	20	0
Avances et acomptes versés sur commandes			**13**	**-**	**13**	**3**
Créances d'exploitation		**C 6-7**				
Créances clients et comptes rattachés			3 990	299	3 691	2 868
Autres créances			652	-	652	699
Créances diverses		**C7**				
Comptes courants de filiales			3 077	-	3 077	6 245
Autres créances			1 329	15	1 314	850
Valeurs mobilières de placement		**C 7-8**	**1 685**	**115**	**1 570**	**2 580**
Disponibilités			**428**		**428**	**333**
TOTAL ACTIF CIRCULANT	**II**		**12 013**	**429**	**11 584**	**14 710**
COMPTES DE RÉGULARISATION	**III**	**C 9**	**732**	**-**	**732**	**917**
ÉCARTS DE CONVERSION – ACTIF	**IV**		**645**	**-**	**645**	**881**
TOTAL GÉNÉRAL	**(I À IV)**		**86 069**	**5 511**	**80 558**	**82 946**

Bilan passif

En millions d'euros		Référence annexe	31/12/2016	31/12/2015
FONDS PROPRES				
CAPITAUX PROPRES		C 10		
Capital social			2 435	2 435
Prime d'émission et prime de fusion			32 505	32 505
Écarts de réévaluation			42	42
Réserve légale			244	243
Autres réserves			295	276
Report à nouveau			2 691	4 837
Résultat net de l'exercice			448	268
Acompte sur dividendes			(1 198)	(1 196)
Provisions réglementées et subventions d'investissement		C 12	514	493
	I		**37 976**	**39 903**
AUTRES FONDS PROPRES	II	C 11	**8**	**7**
	I + II		**37 984**	**39 910**
PROVISIONS POUR RISQUES ET CHARGES	III	C 12	**2 487**	**2 730**
DETTES				
Dettes financières		C 13-14-15		
Emprunts			**30 155**	**31 552**
Dettes rattachées à des participations			**0**	**0**
Comptes courants des filiales			**50**	**56**
Autres			503	780
			30 708	**32 388**
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours			**5**	**1**
Dettes fournisseurs et comptes rattachés			**6 076**	**4 765**
Dettes fiscales et sociales			**1 079**	**828**
Autres dettes			**1 355**	**1 434**
	IV		**39 223**	**39 416**
COMPTES DE RÉGULARISATION	V	C 9	**312**	**173**
ÉCARTS DE CONVERSION - PASSIF	VI		**552**	**717**
TOTAL GÉNÉRAL	(I À VI)		**80 558**	**82 946**

Compte de résultat

En millions d'euros	Référence annexe	31/12/2016	31/12/2015
Ventes d'énergie		15 776	17 832
Autre production vendue		2 163	2 059
Chiffre d'affaires	**C 16**	**17 939**	**19 891**
Variation de la production stockée		0	0
Production immobilisée		11	17
Production		**17 950**	**19 908**
Achats d'énergie et variation des stocks de gaz		(9 303)	(13 358)
Autres achats		(2 238)	(31)
Autres charges externes		(6 757)	(6 433)
Valeur ajoutée		**(348)**	**86**
Impôts et taxes nets des subventions perçues		41	(21)
Charges de personnel	C 16	(588)	(605)
Excédent brut d'exploitation		**(895)**	**(540)**
Dotations nettes aux amortissements et dépréciations	C 16	(168)	(144)
Dotations nettes aux provisions	C 16	45	115
Autres charges et produits d'exploitation		(234)	(175)
Résultat d'exploitation		**(1 252)**	**(744)**
Résultat financier	**C 17**	**1 294**	**1 089**
Résultat courant		**42**	**345**
Résultat exceptionnel	**C 18**	**(266)**	**(617)**
Impôt sur les sociétés	**C 19**	**672**	**540**
RÉSULTAT NET		**448**	**268**

Tableau des flux de trésorerie

En millions d'euros		31/12/2016	31/12/2015
1. Capacité d'autofinancement de l'exercice	**1**	**616**	**702**
Variation des stocks	2a	(293)	(642)
Variation des créances clients (nets des clients créditeurs)	2b	812	(1 591)
Variation des dettes fournisseurs	2c	(1 073)	932
Variation des autres postes	2d	242	(422)
2. Variation du besoin en fonds de roulement (2a+2b+2c+2d)	**2**	**(312)**	**(1 723)**
Excédent de trésorerie d'exploitation	**(1 - 2) I**	**928**	**2 425**
II - Investissements nets et assimilés			
1. Investissements			
Immobilisations incorporelles et corporelles		234	176
Immobilisations financières		1 461	1 336
Variation des dettes d'investissement			
	1	**1 695**	**1 512**
2. Ressources			
Contribution des tiers		-	2
Produits nets des cessions d'éléments d'actif		484	460
Réduction des immobilisations financières		20	642
	2	**504**	**1 104**
Investissements nets et assimilés	**(1- 2) II**	**1 191**	**408**
III - Disponible après financement des investissements	**(I - II) III**	**(263)**	**2 017**
IV – Financement			
1. Diminution et Augmentation de capital	**1**	**-**	**-**
2. Dividende et acompte versés aux actionnaires [(1)]	**2**	**(2 397)**	**(2 392)**
3. Appel au marché financier			
Emprunts obligataires		-	3 348
Autres emprunts et crédits à moyen et court terme		1 743	729
	3	**1 743**	**4 077**
4. Remboursements			
Emprunts obligataires et crédits à moyen et court terme		(2 851)	(1 811)
	4	**(2 851)**	**(1 811)**
Financement	**(1 + 2 + 3 – 4) IV**	**(3 505)**	**(126)**
V - Variation de la trésorerie	**(III + IV) V**	**(3 768)**	**1 891**

(1) Le montant de 2 397 millions d'euros correspond au solde du dividende au titre de l'exercice 2015 de 1 198 millions et à l'acompte sur dividende 2016 de 1 198 millions d'euros.

6.4.2 Notes aux comptes sociaux

A. Faits significatifs de l'exercice

Aucun élément significatif pour l'exercice 2016.

B. Règles et méthodes comptables

Les comptes annuels de l'exercice 2016 sont établis en euros dans le respect des conventions générales prescrites par le Plan Comptable Général (PCG), issu des règlements ANC n° 2014-03 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

L'établissement des états financiers conduit ENGIE SA à effectuer des estimations et à formuler des hypothèses qui affectent les montants inscrits dans les états financiers ou notes annexes, notamment la valorisation des participations, le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur (cf. Énergie livrée non relevée), la valorisation des instruments financiers dérivés qui ne sont pas cotés sur des marchés actifs, les provisions pour risques et les provisions et les engagements hors bilan liés aux avantages du personnel.

La crise économique et financière a conduit ENGIE SA à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans la valorisation des instruments financiers et des titres de participations. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a été pris en considération par ENGIE SA dans les estimations comme les business plans et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

Les états financiers reflètent les meilleures estimations dont dispose l'entreprise, sur la base des informations existantes à la date de clôture des comptes.

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'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions

La provision au titre des plans d'attributions 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'achats 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.

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 charge 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.

Mali techniques

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 participations.

Chaque quote-part du mali affecté 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 affecté. 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.

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.

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, que 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 « économies 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 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 leurs coûts 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'économies 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.

À la clôture :

- un actif (stocks) est comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont inférieures à la réalisation d'économies d'énergie. Le stock correspond aux certificats acquis, obtenus ou en cours d'obtention permettant de garantir les obligations futures d'économies d'énergie. Il sera consommé ultérieurement par la réalisation de ventes d'énergie générant l'obligation d'économies d'énergie ou par des cessions ;
- un passif sera comptabilisé si les obligations d'économies d'énergie sont supérieures à la réalisation d'économies 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.

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. 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. 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.

Opérations en devises

Les charges et produits en devises sont enregistrés pour leur contre-valeur en euros à la date de l'opération.

Les dettes, créances et disponibilités libellées en devises sont converties au cours de la devise au 31 décembre.

Les différences de conversion constatées sont portées au compte de résultat pour les disponibilités, et inscrites au bilan « en écart de conversion » pour les dettes et créances. Les pertes latentes font l'objet d'une provision, après prise en compte des éventuels instruments de couverture attachés à ces dettes et créances.

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.

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.

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 21.

Méthode de comptabilisation

ENGIE SA inscrit à son passif sous forme de provision uniquement 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 retraites 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 21).

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.

Instruments financiers

Les instruments financiers utilisés par ENGIE SA pour couvrir et gérer ses risques de change, de taux et sur prix de matières premières sont présentés en tant qu'engagements hors bilan.

Concernant les contrats qualifiés d'instruments de couverture sur un marché organisé ou sur un marché de gré à gré, les gains et pertes sont constatés au compte de résultat de façon symétrique à la reconnaissance en compte de résultat des transactions couvertes.

Pour les contrats ne remplissant pas les critères de couverture et cotés sur un marché organisé, la variation de valeur de marché du contrat est comptabilisée en résultat. Pour les instruments traités sur un marché de gré à gré non qualifiés de couverture, les pertes latentes font l'objet d'une provision.

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.

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.

C. Comparabilité des exercices

Lors de la fusion entre Gaz de France et Suez en 2008, un mali technique de fusion a été inscrit en immobilisations incorporelles pour un montant de 285 millions d'euros. Il était affecté extra-comptablement aux titres de participations détenus.

Pour la première application du règlement 2015-06 du 23 novembre 2015, ce mali technique est reclassé en immobilisation financière selon l'affectation extra-comptable d'origine (cf. Note immobilisations financières).

D. Événements postérieurs à la clôture

Dans le cadre de la mise en œuvre du programme de cessions d'actifs engagé par le Groupe sur la période 2016-2018, ENGIE SA, la Société d'Infrastructure Gazières (« SIG », détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz ont signé le 16 janvier 2017 un protocole d'accord préliminaire pour poursuivre les discussions visant à permettre, à terme, l'acquisition de 100% d'Elengy (filiale détenue aujourd'hui à 99,99% par ENGIE SA, opérant en France des terminaux de gaz naturel liquéfié) par GRTgaz (gestionnaire de réseau de transport de gaz détenu à 74,7% par le ENGIE SA et à 24,9% par SIG). La transaction, qui préserverait la structure actuelle de l'actionnariat de GRTgaz, devrait conduire SIG à souscrire à une augmentation de capital de GRTgaz à hauteur de son pourcentage de détention.

E. Compléments d'information relatifs au bilan et au compte de résultat

NOTE 1 Immobilisations incorporelles et corporelles

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Reclassement	Au 31/12/2016
Incorporelles	**1 568**	**204**	**(15)**	**(315)**	**1 442**
Applications informatiques	834	-	(15)	110	929
Mali techniques [1]	285	-	-	(285)	0
Autres	323	42	-	-	365
En-cours	126	162	-	(140)	148
Corporelles	1 020	40	(17)	28	1 071
Terrains	37	-	(2)	-	35
Constructions	523	3	(15)	8	519
Installations techniques	205	1	-	38	244
Inst. géné., agencements et aménagements divers	178	-	-	5	183
Autres	34	1	-	2	37
En-cours [2]	43	35	-	(25)	53
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 588**	**244**	**(32)**	**(287)**	**2 513**

(1) En application du règlement 2015-06, le mali technique a été reclassé sur les actifs sous-jacents auxquels il se rapporte, principalement sur les titres de participation SUEZ et Electrabel.
(2) Les en-cours sur immobilisations incorporelles concernent essentiellement les projets informatiques.

NOTE 2 Amortissements et dépréciations des immobilisations incorporelles et corporelles

Les amortissements ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2016
Incorporelles	**692**	**122**	**(6)**	**808**
Applications informatiques	592	105	(6)	691
Mali techniques	-	-	-	-
Autres	100	17	-	117
Corporelles	**606**	**45**	**(13)**	**638**
Terrains	-	-	-	-
Constructions	374	17	(12)	379
Installations techniques	104	10	(1)	113
Inst. géné., agencements et aménagements divers	102	15	-	117
Autres	26	3	-	29
En-cours	-	-	-	-
TOTAL	**1 298**	**167**	**(19)**	**1 446**

Les dépréciations ont évolué de la façon suivante :

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Dotations	Reprises	Au 31/12/2016
Immobilisations incorporelles	174	52	(12)	214
Immobilisations corporelles	7	17	(9)	15
TOTAL	**181**	**69**	**(21)**	**229**

Les dotations et reprises sur amortissements correspondantes s'analysent ainsi :

En millions d'euros	Au 31/12/2016	Au 31/12/2015
Dotations aux amortissements d'exploitation	**153**	**140**
Dotation aux amortissements linéaires	150	138
Dotation aux amortissements dégressifs	1	2
Dotation aux amortissements de caducité	2	0
Dotations aux amortissements exceptionnels	**15**	**13**
Reprises sur amortissements et dépréciations	**(1)**	**-**

VALEURS NETTES DES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES ET CORPORELLES

En millions d'euros	Valeurs Brutes	Amortissements cumulés	Dépréciations	Valeur nette au 31/12/2016	Valeur nette au 31/12/2015
Incorporelles	**1 442**	**(808)**	**(214)**	**420**	**702**
Applications informatiques	929	(691)	-	238	242
Mali techniques [1]	-	-	-	0	285
Autres	365	(117)	(214)	34	49
En-cours	148	-	-	148	126
Corporelles	**1 071**	**(638)**	**(15)**	**418**	**407**
Terrains	35	-	(1)	34	36
Constructions	519	(379)	(14)	126	144
Installations techniques	244	(113)	-	131	100
Inst. géné., agencements et aménagements divers	183	(117)	-	66	76
Autres	37	(29)	-	8	8
En-cours	53	-	-	53	43
Avances et acomptes	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
TOTAL	**2 513**	**(1 446)**	**(229)**	**838**	**1 109**

(1) Reclassement du mali technique affecté aux titres de participations issu de la fusion absorption de Suez et Gaz de France de 2008.

NOTE 3 Crédit-bail

Les immeubles et les autres immobilisations corporelles utilisés par ENGIE SA dans le cadre du crédit-bail seraient comptabilisés pour les valeurs suivantes, s'ils étaient détenus en pleine propriété :

En millions d'euros	Valeurs brutes	Dotations de l'exercice	Valeurs nettes	Amortissements cumulés
Immeubles	92	(4)	49	43
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-

Les engagements contractuels sont :

		Redevances				
En millions d'euros	Réglées en 2016	Restant à payer	À un an au plus	D'un à cinq ans	À plus de cinq ans	Valeur levée d'option
Immeubles	3	1	2	-	-	-
Autres immobilisations corporelles	-	-	-	-	-	-

La quasi-totalité des contrats de crédit-bail immobilier prévoient une levée d'option pour un euro symbolique.

NOTE 4 Immobilisations financières

Note 4 A Valeurs brutes

Les variations des valeurs brutes s'analysent comme suit :

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Autres	Au 31/12/2016
Titres de participation	**67 920**	**1 230**	**(42)**	**285**	**69 393**
Titres de participation consolidés	67 582	1 165	-	38	68 785
Titres de participation consolidés – Mali techniques [1]	-	-	-	285	285
Titres de participation non consolidés	338	65	(42)	(38)	323
Autres immobilisations financières	**759**	**1 751**	**(1 737)**	**-**	**773**
Autres titres immobilisés	31	436	(424)	-	43
Créances rattachées à des participations	673	39	(31)	-	681
Prêts	15	14	(14)	-	15
Autres immobilisations financières	40	1 262	(1 268)	-	34
TOTAL	**68 679**	**2 981**	**(1 779)**	**285**	**70 166**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008 antérieurement classé en immobilisation incorporelles.

Les mouvements sur les actions propres sont détaillés en Note 10 A.

Les participations et créances rattachées sont détaillées en Note 23.

La variation des titres de participation au 31 décembre 2016 s'explique essentiellement par les souscriptions à l'augmentation de capital de :

- COGAC pour 1 milliard d'euros ;
- ENGIE China Investment Company pour 62 millions d'euros ;
- ENGIE Management Company pour 55 millions d'euros ;
- ENGIE Rassembleurs d'Énergies pour 35 millions d'euros ;
- SUEZ pour 30 millions d'euros ;
- ENGIE New Ventures pour 17 millions d'euros.

Note 4 B Dépréciations

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Dotations	Reprises	Autres	Au 31/12/2016
Titres de participation consolidés	2 655	198	(258)	33	2 628
Titres de participation consolidés – Mali techniques [1]	-	93	-	-	93
Titres de participation non consolidés	271	1	(7)	(33)	232
Autres titres immobilisés	-	4	-	-	4
Créances rattachées à des participations	423	34	(8)	-	449
Autres	1	-	-	-	1
TOTAL	**3 350**	**330**	**(273)**	**-**	**3 407**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de Suez par Gaz de France de 2008.

La variation des dépréciations s'explique principalement par :

- les dotations aux provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - NNB Développement pour 111 millions d'euros,
  - SUEZ (mali technique) pour 93 millions d'euros,
  - ENGIE Management Company pour 41 millions d'euros,
  - ENGIE IT pour 27 millions d'euros,
  - ENGIE China Investment Company pour 14 millions d'euros ;
- les reprises de provisions pour dépréciation des titres de participation :
  - COGAC pour 200 millions d'euros en raison de la nette amélioration de son résultat.

Note 4 C Valeurs nettes

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31/12/2016	Dépréciations	Valeurs nettes au 31/12/2016	Valeurs nettes au 31/12/2015
Titres de participation	**69 393**	**(2 953)**	**66 440**	**64 994**
Titres de participation consolidés	68 785	(2 628)	66 157	64 927
Titres de participation consolidés – Mali techniques [1]	285	(93)	192	
Titres de participation non consolidés	323	(232)	91	67
Autres immobilisations financières	**773**	**(454)**	**319**	**335**
Autres titres immobilisés	43	(4)	39	31
Créances rattachées à des participations	681	(449)	232	250
Prêts	15	(1)	14	14
Autres immobilisations financières	34	-	34	40
TOTAL	**70 166**	**(3 407)**	**66 759**	**65 329**

(1) Mali techniques issus de la fusion-absorption de SUEZ par Gaz de France de 2008.

En millions d'euros	% détention	Valeur nette Comptable	Méthode d'évaluation
Au 31/12/2016			
ELECTRABEL (yc mali technique)	99,13%	34 148	Valeur d'utilité – DCF/DDM
GRDF	100,00%	8 405	Valeur d'utilité – DCF
ENGIE FINANCE	100,00%	5 567	Valeur intrinsèque
GDFI	100,00%	3 972	Valeur d'utilite - DCF/DDM
ENGIE ÉNERGIE SERVICES (yc mali technique)	100,00%	2 933	Valeur d'utilité – DCF/DDM
STORENGY	100,00%	2 666	Valeur d'utilité – DCF
SUEZ anciennement SUEZ Environnement (yc mali technique)	32,57%	2 483	Valeur de rendement
COGAC	100,00%	2 034	Valeur d'utilité DCF/DDM
GRTgaz	75,00%	1 850	Valeur d'utilité – DCF
GENFINA	100,00%	1 274	Valeur intrinsèque
AUTRES		1 108	
TOTAL		**66 440**	

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 moyenne de rendement pour les sociétés cotées en Bourse, notamment SUEZ. Elle correspond à la moyenne des 20 derniers cours de bourse de l'exercice ;
- aux 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 2017 et du plan d'affaires à moyen terme 2018-2019 approuvés par le Comité Exécutif du Groupe et le Conseil d'Administration et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux. Elles sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et de prix issues du scénario de référence du Groupe pour la période 2016-2040. Ces hypothèses de prix, qui constituent le scénario de référence Groupe, ont été approuvées en décembre 2016 par le Comité Exécutif du Groupe. Elles 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 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.

Au cas particulier d'Electrabel, dont la valeur comptable représente plus de la moitié du portefeuille titres d'ENGIE SA, les hypothèses les plus structurantes pour la détermination de sa valeur d'utilité concernent :

- l'évolution du cadre régulatoire de ses activités dans chacun des pays d'implantation et notamment du 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 ;
- l'évolution de la demande de gaz et d'électricité ;
- l'évolution des prix de l'électricité ;
- l'évolution des taux de change ; et
- les 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 thermique principalement en Belgique, Pays-Bas, Italie, Grèce, Espagne, Portugal, Pologne, Royaume-Uni, 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, Pérou et France à partir des capacités hydroélectriques de la SHEM et de la CNR ;
- Activités de commercialisation de gaz naturel et d'électricité en Belgique, Pays-Bas, Italie, Espagne, Portugal, Pologne, Royaume-Uni, Australie, Thaïlande, Singapour ;
- Activités de gestion et d'optimisation de portefeuilles d'actifs physiques et contractuels.

NOTE 5 Stocks et en-cours

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Valeurs brutes au 31/12/2016
Gaz Naturel	996	676	972	700
Certificats d'Économie d'Énergie	136	102	119	119
Autres stocks et en-cours	-	20	-	20
TOTAL	**1 132**	**798**	**1 091**	**839**

Note 5 A Gaz naturel

Le stock de gaz à fin décembre 2016 est en nette diminution (-297 millions d'euros) par rapport à fin décembre 2015.

Cette variation s'explique par une baisse du prix moyen d'injection qui est passé de 22,0 euros/MWh en 2015 à 18,6 euros/MWh en 2016.

Le prix moyen d'injection a diminué du fait de la baisse des prix des contrats long terme et des achats spots.

Note 5 B Certificats d'économie d'énergie

L'objectif national d'économie d'énergie pour la troisième période triennale, du 1er janvier 2015 au 31 décembre 2017, est en forte progression : il a été fixé à 700 TWh sur trois ans pour l'ensemble des vendeurs. En application du décret n° 2014-1668, l'obligation annuelle d'ENGIE SA est déterminée en appliquant à ses ventes les coefficients suivants : 0,153 kWh cumac*/kWh vendu pour le gaz naturel et 0,238 pour l'électricité

Une obligation supplémentaire de 150 TWh pour la période 2016-2017 de CEE dits « précarité » a été instaurée par l'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique. Cette nouvelle obligation est répartie entre les vendeurs d'énergie au prorata des obligations existantes d'économies d'énergie.

* cumac : unités cumulées et annualisées sur la durée de vie de l'équipement.

NOTE 6 Échéancier des créances

En millions d'euros	Montants bruts au 31/12/2016	Degré de liquidité À fin 2017	De 2018 à 2021	2022 et au-delà
Actif immobilisé	**1 059**	**22**	**91**	**946**
Créances rattachées à des participations	681	21	87	573
Prêts	15	1	4	10
Contrat de liquidité	297	-	-	297
Autres immobilisations financières	66	-	-	66
Actif circulant	**9 060**	**9 021**	**25**	**14**
Créances clients et comptes rattachés	3 990	3 960	29	-
Comptes courants de filiales	3 077	3 077	-	-
Autres créances d'exploitation	652	652	-	-
Autres créances	1 329	1 319	(4)	14
Avances et acomptes versés sur commandes en cours	13	13	-	-
TOTAL	**10 119**	**9 043**	**116**	**960**

NOTE 7 Dépréciations d'actifs hors immobilisations

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Dotations	Reprises	Au 31/12/2016
Créances d'exploitation	294	113	(108)	299
Créances diverses	21	-	(6)	15
Valeurs mobilières de placement	32	83	-	115
TOTAL	**347**	**196**	**(114)**	**429**

NOTE 8 Valeurs mobilières de placement

En millions d'euros	Valeurs brutes au 31/12/2016	Dépréciations	Valeurs nettes au 31/12/2016	Valeurs nettes au 31/12/2015
Titres autocontrôle destinés aux AGA [1]	749	(115)	634	790
OPCVM	675	-	675	1 574
Dépôts à Terme	261	-	261	216
TOTAL	**1 685**	**(115)**	**1 570**	**2 580**

(1) AGA : Attribution Gratuites d'Actions.

Le stock de titres d'autocontrôle est destiné à couvrir les plans d'Attributions Gratuite d'Actions aux salariés. Les actions non encore affectées à un plan futur s'élèvent au 31 décembre 2016 à 323 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 115 millions d'euros.

Les actions affectées à un plan s'élèvent au 31 décembre 2016 à 426 millions d'euros. Ces actions sont conservées à leur coût d'acquisition et font l'objet d'une provision constatée au passif (cf. Note 12 B2).

Les autres valeurs mobilières de placement s'élèvent à 936 millions d'euros pour une valeur de marché de 937 millions d'euros.

NOTE 9 Comptes de régularisation

Les écarts de conversion concernent la valorisation au cours de clôture des dettes converties dans une devise différente de l'euro et celles des instruments dérivés destinés à couvrir des risques de change liés à la dette et/ou aux achats/ventes de commodités.

Actif

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2016
Primes de remboursement des emprunts	153	-	(21)	132
Frais d'émission d'emprunt à étaler	79	-	(16)	63
Instruments financiers	685	511	(659)	537
TOTAL	**917**	**511**	**(696)**	**732**

Les instruments financiers comprennent :

- des écarts de conversion comptabilisés en contrepartie des écarts de conversion passifs des dérivés en couverture de la dette ;
- des primes sur options destinées à couvrir sur les risques de matières premières et/ou risque de taux change sur la dette.

Passif

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Augmentations	Diminutions	Au 31/12/2016
Contrats optionnels	33	321	(216)	138
Instruments financiers	140	174	(140)	174
TOTAL	**173**	**495**	**(356)**	**312**

Instruments financiers :

Pour les contrats ne remplissant les critères de couverture, les pertes de change latentes font l'objet d'une provision pour risque et charges, cf. Note 12 B5.

NOTE 10 Capitaux propres

Note 10 A Capital social – actions en circulation

Le capital social est entièrement libéré. Chaque action, d'un euro de 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 2016 les mouvements réalisés dans le cadre du contrat de liquidité ont consisté en des acquisitions cumulées de 32 106 259 actions et des cessions cumulées de 31 106 259 actions ayant généré une plus-value nette de 1,4 millions d'euros. Au 31 décembre 2016, ENGIE SA détient 1 000 000 actions propres dans le cadre du contrat de liquidité.

Dans le cadre des plans d'attribution d'actions gratuites (cf. Note 10 C), ENGIE SA détient, au 31 décembre 2016, 37 522 838 actions propres.

Note 10 B Évolution des capitaux propres

En millions d'euros	
Capitaux propres au 31/12/2015	**39 903**
Dividendes distribués et acompte sur dividende	(2 397)
Changement de méthode au 01/01/2016 en application du règlement n° 2014-03 de l'ANC sur la comptabilisation des CEE	-
Provisions réglementées	22
Résultat	448
Capitaux propres au 31/12/2016	**37 976**

ENGIE SA a versé en 2016 :

- au titre de l'exercice 2015, un dividende net de l'acompte sur dividende versé en 2015, soit 0,50 euro par action pour un montant total de 1 198 millions d'euros, déduction faite des actions autodétenues au jour de la mise en paiement du dividende pour 19 millions d'euros.

  Le dividende total 2015 s'élève à 1 euro par action, pour un montant total de 2 414 millions d'euros ;
- un acompte sur dividende 2016 de 0,50 euro par action soit 1 198 millions d'euros.

Note 10 C Plans d'attribution d'actions gratuites au personnel et options d'achat d'actions

Politique d'attribution

L'attribution d'actions gratuites aux salariés a pour objectif d'associer tous les salariés à la croissance et à la performance du Groupe. Ces plans décidés par le Conseil d'Administration conformément aux décisions prises par l'Assemblée Générale de la société sont généralement attribués sous réserve d'une condition de présence de deux ans et de la satisfaction de conditions de performance.

Les plans d'options d'achat d'actions ont pour but d'associer les cadres dirigeants et supérieurs, ainsi que des cadres à haut potentiel au développement futur de l'entreprise et à la création de valeur pour l'actionnaire. Les conditions d'octroi ainsi que la liste des bénéficiaires sont arrêtées par le Conseil d'Administration conformément à l'autorisation de l'Assemblée Générale. Une partie des options allouées a été remplacée par une attribution d'actions gratuites qui concerne une population plus large que les bénéficiaires d'options.

Au cours de l'exercice 2016, ENGIE SA a attribué, à certains salariés du Groupe ENGIE, 5 430 090 actions gratuites. Aucune option d'achat d'actions n'a été attribuée en 2016.

En 2016, ENGIE SA a livré 2 827 485 actions aux salariés du Groupe.

Compte tenu de l'ensemble des plans en-cours, du nombre de bénéficiaires, et d'hypothèses de *turn-over*, ENGIE SA estime son obligation de livraison d'actions à 19 151 991 actions au 31 décembre 2016, dont 4 775 429 actions à livrer en cas d'exercice des options d'achat accordées.

Compte tenu des livraisons intervenues en 2016, le nombre d'actions affectées à la couverture de ses obligations d'attribution d'actions gratuites est de 37 522 838 au 31 décembre 2016, pour une valeur nette comptable de 634 millions d'euros. Leur valeur de marché au 31 décembre 2016 ressort à 439 millions d'euros.

Historique des plans en vigueur	volumes d'actions attribuées	volumes d'actions livrées	valeur unitaire historique	Charge période *(en millions d'euros)* 2016	2015
Actions gratuites attribuées					
Plan ENGIE 24 août 2010 (1)	-	-	25,62	-	0,7
Plan ENGIE 13 janvier 2011 (1)	-	-	25,70	-	0,2
Plan ENGIE 22 juin 2011	-	-	25,37	-	5,7
Plan ENGIE 6 décembre 2011 (1)	-	-	25,34	-	(62,5)
Plan ENGIE 29 février 2012 (1)	-	-	25,34	-	0,1
Plan ENGIE 30 octobre 2012	2 072 485	2 072 485	25,34	-	38,0
Plan ENGIE 6 décembre 2012	882 067	667 767	25,21	(66,7)	23,8
Plan ENGIE 27 février 2013	46 813	42 859	25,34	-	0,5
Plan ENGIE 11 décembre 2013	2 569 322	-	24,99	19,3	18,9
Plan ENGIE 26 février 2014	87 102	44 374	24,93	0,4	0,9
Plan ENGIE 10 décembre 2014	3 108 734	-	24,53	22,8	21,1
Plan LINK A bond 10 décembre 2014	110 117	-	19,93	0,4	0,4
Plan ENGIE 25 février 2015	136 606	-	24,53	1,4	1,1
Plan ORS 10 décembre 2015	80 062	-	19,93	0,3	0,3
Plan ENGIE 16 décembre 2015	3 078 468	-	22,41	20,1	0,7
Plan ENGIE 24 février 2016	124 328	-	22,26	1,0	-
Plan ENGIE 14 décembre 2016	4 903 711	-	19,93	1,4	-
TOTAL	**17 199 815**	**2 827 485**		**0,4**	**49,9**

(1) Plans ayant fait l'objet d'une livraison totale ou partielle.

Options d'achats d'actions attribuées	Volumes d'options attribuées	Valeur d'exercice	Charge période 2016	2015
Plan ENGIE 10 novembre 2009	4 776 549	29,44	-	-

NOTE 11 Autres fonds propres

En millions d'euros	Au 31/12/2016	Au 31/12/2015
Contre-valeur des biens mis dans la concession - Droits en nature des concédants	8	7
TOTAL	**8**	**7**

NOTE 12 Provisions

Note 12 A Provisions réglementées et subventions d'investissement

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Dotations Compte de résultat	Reprises Compte de résultat	Au 31/12/2016
Provisions réglementées	**491**	**227**	**(206)**	**512**
Amortissements dérogatoires	357	227	(187)	397
Provision pour hausse de prix	134	-	(19)	115
Provision pour investissement	-	-	-	-
Subventions d'investissement	**2**	**-**	**-**	**2**
TOTAL	**493**	**227**	**(206)**	**514**

Note 12 B Provisions pour risques et charges

En millions d'euros	Au 31/12/2015	Dotations	Reprises suite à utilisation	Reprises sans objet	Autres	Au 31/12/2016
Provisions pour reconstitution des sites *(Note 12 B1)*	16	8	(6)	2	-	20
Provisions relatives au personnel *(Note 12 B2)*	296	71	(119)	-	-	248
Provisions pour impôts *(Note 12 B3)*	107	-	(85)	-	-	22
Provisions pour intégration fiscale *(Note 12 B4)*	1 497	93	(264)	-	-	1 326
Garantie sur cessions	15	-	(15)	-	-	0
Risques sur filiales	20	-	(3)	-	-	17
Autres provisions pour risques et charges *(Note 12 B5)*	779	500	(425)	-	-	854
TOTAL	**2 730**	**672**	**(917)**	**2**	**-**	**2 487**

Note 12 B1 Provisions pour reconstitution des sites

Les provisions pour reconstitution des sites au 31 décembre 2016 s'élèvent à 20 millions d'euros contre 16 millions d'euros en 2015. 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 des sites (qualité des eaux souterraines, pollution de l'air, etc.) en l'état actuel de leur utilisation.

En 2015, a été mis en place par ENGIE SA un Plan National de Cessions immobilières (PNC) sur cinq ans comportant 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 31/12/2015	Dotations	Reprises suite à utilisation	Contrepartie Actif de démantèlement	Reclassement	Au 31/12/2016
Provisions pour reconstitution des sites *(hors PNC)*	5	8	(1)	-	-	12
Provisions pour remise en état de sites *(PNC)*	11	-	(5)	2	-	8
TOTAL	**16**	**8**	**(6)**	**2**	**-**	**20**

Au 31 décembre 2016, la provision pour remise en état de sites (PNC) se décompose de la manière suivante :

- Provision avec actif de démantèlement en contrepartie : 4 millions d'euros ;
- Provision antérieure : 4 millions d'euros.

Note 12 B2 Provisions relatives au personnel

Provisions au titre des avantages accordés au personnel

Les engagements de retraites sont couverts par des fonds assurantiels. Au 31 décembre 2016, les provisions correspondantes s'élèvent à 7 millions d'euros.

Les autres avantages postérieurs à l'emploi s'élèvent à 20 millions d'euros.

Les pensions d'invalidité et rentes pour accidents du travail et maladies professionnelles en cours de service à la clôture, les médailles du travail et le risque amiante sont intégralement provisionnées à hauteur de 84 millions d'euros.

Les provisions pour engagements de retraites et autres avantages apportés par Suez SA lors de la fusion-absorption en 2008 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.

Le montant total de ces provisions s'élève à 111 millions d'euros au 31 décembre 2016. La note 21 D 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 2016.

Provisions au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions *(cf. Note 10 C)*

Au 31 décembre 2016, les provisions constituées au titre des plans d'attributions d'actions gratuites aux salariés et d'options d'achat d'actions s'élèvent à 135 millions d'euros contre 182 millions d'euros au 31 décembre 2015.

En 2016, ENGIE SA a constaté une dotation de 68 millions d'euros pour couvrir les droits acquis par les salariés et une reprise de 115 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.

Note 12 B3 Provisions pour impôts

Les provisions pour impôts s'élèvent à 22 millions au 31 décembre 2016 contre 107 millions d'euros au 31 décembre 2015. Elles concernent principalement l'opération de rachat du réseau de transport effectuée en 2002, qui a donné lieu à une reprise étalée sur 14 ans. Au 31 décembre 2016, cette provision est intégralement reprise.

Note 12 B4 Provisions pour intégration fiscale

ENGIE SA a opté pour le régime de l'intégration fiscale. À ce titre, ENGIE SA constitue une provision pour couvrir son obligation de restituer aux filiales les déficits fiscaux utilisés.

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 sur la base de la quote-part amortissable. Au 31 décembre 2016, 105 millions d'euros correspondant à la neutralisation du suramortissement induit par la quote-part amortissable générée au cours de l'exercice ont été repris contre 116 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Une reprise de 111 millions d'euros relative à la baisse du taux d'impôt sur les sociétés à partir de 2020 a été enregistrée selon la nouvelle loi de finance 2017.

Au 31 décembre 2016, les provisions pour intégration fiscale s'élèvent à 1 326 millions d'euros dont 879,5 millions d'euros au titre de la part amortissable de l'actif incorporel de GRDF.

Note 12 B5 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 risque 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 2016 s'élèvent à 854 millions d'euros contre 779 millions d'euros en 2015.

Le solde au 31 décembre 2016 concerne principalement les pertes sur contrats pour 345 millions d'euros, les provisions pour litiges pour 189 millions d'euros, les provisions sur les instruments financiers pour 104 millions d'euros, les provisions pour risques sur perte de change pour 102 millions d'euros et les provisions pour risque de taux pour 54 millions d'euros.

NOTE 13 Dettes financières

En millions d'euros	Au 31/12/2016	Au 31/12/2015
Emprunts	**30 155**	**31 552**
Emprunts obligataires hybrides	3 700	3 759
Emprunts obligataires	18 948	21 282
Autres emprunts	7 507	6 511
Dettes rattachées à des participations	**0**	**0**
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	**50**	**56**
Autres Dettes Financières	**503**	**780**
Dépôts reçus de la clientèle	33	32
Intégration fiscale	3	190
Part courue des charges d'intérêts	429	513
Soldes créditeurs de banques	4	14
Divers	34	31
TOTAL	**30 708**	**32 388**

Les dettes financières diminuent principalement en 2016 du fait de :

- la diminution nette des emprunts obligataires pour 2 335 millions d'euros due à un remboursement à l'échéance pour 2 043 millions d'euros et d'un effet de change de 291 millions d'euros. Cette baisse est compensée par une augmentation de NEUCP (*Negotiable European Commercial Papers*) et de *Commercial Papers* US à hauteur de 1 milliard d'euros ;
- la variation du compte courant d'intégration fiscale pour 169 millions d'euros.

NOTE 14 Échéancier des dettes

		Degré d'exigibilité		
En millions d'euros	Au 31/12/2016	À fin 2017	De 2018 à 2021	2022 et au-delà
Dettes financières	**30 708**	**10 022**	**9 790**	**10 896**
Emprunts obligataires hybrides	3 700	-	2 700	1 000
Emprunts obligataires	18 948	3 156	6 288	9 504
Autres emprunts	7 507	6 330	785	392
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Comptes courants filiales et emprunts avec les filiales	50	50	-	-
Autres dettes financières	503	486	17	-
Dettes fournisseurs et comptes rattachés	**6 076**	**6 076**	**-**	**-**
Dettes fiscales et sociales	**1 079**	**1 079**	**-**	**-**
Autres dettes	**1 355**	**1 355**	**-**	**-**
Avances clients et comptes rattachés	235	235	-	-
Autres	1 120	1 120	-	-
Avances et acomptes reçus sur commandes en cours	**5**	**5**	**-**	**-**
TOTAL	**39 223**	**18 537**	**9 790**	**10 896**

Note 14 A Détail des emprunts obligataires hybrides

	Au 31/12/2016	Date d'émission	Date de mise à jour des taux	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	600	07/2013	07/2018	3,875%	Paris
• 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 de livres sterling	300	07/2013	01/2019	4,625%	Paris

Note 14 B Détail des emprunts obligataires

	Montants au 31/12/2016	Date d'émission	Date d'échéance	Taux	Cotation
Émissions publiques					
• en millions d'euros	687	02/2003	02/2018	5,125%	Paris/Luxembourg
• en millions d'euros	834	10/2008	01/2019	6,875%	Luxembourg
• en millions d'euros	1 000	01/2009	01/2021	6,375%	Luxembourg
• en millions d'euros	718	10/2010	10/2022	3,500%	Paris
• en millions d'euros	564	10/2010	10/2017	2,750%	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	909	06/2012	02/2023	3,000%	Paris
• en millions d'euros	729	06/2012	06/2018	2,250%	Paris
• en millions d'euros	750	07/2012	07/2017	1,500%	Paris
• en millions d'euros	458	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	500	03/2015	03/2017	0,000%	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 de livres sterling	500	10/2008	10/2028	7,000%	Luxembourg
• en millions de livres sterling	309	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	11/2011	10/2060	5,000%	Paris
• en millions de francs suisses	300	10/2011	10/2017	1,500%	Zurich
• en millions de francs suisses	275	10/2012	10/2020	1,125%	Zurich
• en millions de francs suisses	175	10/2012	10/2024	1,625%	Zurich
• en millions de dollars	750	10/2012	10/2017	1,625%	Aucune
• en millions de dollars	750	10/2012	10/2022	2,875%	Aucune
Placements privés					
• en millions de yens	15 000	12/2008	12/2023	3,180%	Aucune
• en millions d'euros	150	10/2011	10/2018	3,046%	Paris
• 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 de yens	10 000	07/2012	07/2022	1,260%	Paris
• 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 de dollars	50	04/2013	04/2033	3,750%	Paris
• en millions de couronnes norvégiennes	500	04/2013	04/2024	4,020%	Paris
• 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 de dollars australiens	115	11/2015	11/2025	4,235%	Paris
• en millions de dollars	50	11/2015	11/2021	2,681%	Paris
• en millions de yens	20 000	09/2015	01/2024	0,535%	Paris
• en millions d'euros	350	12/2015	12/2017	Eur3M +0,22%	Paris

Note 14 C Autres emprunts et dettes rattachées à des participations

Au 31 décembre 2016, les autres emprunts concernent principalement des titres négociables à court terme dont l'appellation est dorénavant NEUCP, libellés en euros à hauteur de 4 657 millions d'euros (dont 1 943 millions d'euros à taux variable et 2 714 millions d'euros à taux fixe) et des *US commercial papers* en dollars à taux fixe pour une contre-valeur de 1 673 millions d'euros (1 764 millions de dollars). Leurs échéances respectives sont inférieures à un an.

ENGIE SA a également un encours de ligne de crédit utilisé à hauteur de 892 millions d'euros et un emprunt bancaire en dollars pour une contre-valeur de 285 millions d'euros (300 millions de dollars).

Note 14 D Autres dettes financières

Les autres dettes financières (intérêts courus sur emprunts et dettes assimilées, dépôts reçus de la clientèle, soldes créditeurs de banque, concours bancaires…) sont principalement libellées en euros.

NOTE 15 Répartition de la dette par devise et par taux

Note 15 A Répartition par taux

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
À taux variable				
Emprunts obligataires	5 716	5 258	650	650
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	5 115	4 129	2 727	2 231
Comptes courants des filiales	50	56	50	56
Autres dettes financières	503	780	503	780
À taux fixe				
Emprunts obligataires hybrides	3 700	3 759	3 700	3 759
Emprunts obligataires	13 232	16 024	18 298	20 632
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	2 392	2 382	4 780	4 280
TOTAL	**30 708**	**32 388**	**30 708**	**32 388**

Note 15 B Répartition par devise

	Après prise en compte des instruments financiers		Avant prise en compte des instruments financiers	
En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
En euros				
Emprunts obligataires hybrides	3 350	3 350	3 350	3 350
Emprunts obligataires	18 948	21 282	14 003	16 046
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	7 507	6 511	5 549	4 711
Comptes courants des filiales	50	56	50	56
Autres dettes financières	503	780	503	780
En devises				
Emprunts obligataires hybrides	350	409	350	409
Emprunts obligataires	-	-	4 945	5 236
Dettes rattachées à des participations	-	-	-	-
Autres emprunts	-	-	1 958	1 800
Autres dettes financières	-	-	-	-
TOTAL	**30 708**	**32 388**	**30 708**	**32 388**

NOTE 16 Résultat d'exploitation

Note 16 A Ventilation du chiffre d'affaires

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ZONE GÉOGRAPHIQUE

En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015
Ventes d'énergie		
• en France	9 147	10 137
• à l'étranger	6 629	7 695
Travaux, études et prestations de services	1 638	1 520
Produits des activités annexes et autres ventes	525	539
TOTAL	**17 939**	**19 891**

La diminution du Chiffre d'affaires global résulte de la baisse du chiffre d'affaires énergie dû à la baisse générale des prix moyens de vente compensée par la hausse des volumes vendus et un effet climatique positif.

CHIFFRE D'AFFAIRES PAR ACTIVITÉ

En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015
Ventes d'énergie		
• Gaz Naturel	12 948	16 045
• Électricité	2 828	1 787
Autres production vendue		
• Travaux, études et prestations de services	1 638	1 520
• Produits des activités annexes et autres ventes	525	539
TOTAL	**17 939**	**19 891**

Note 16 B Charges de personnel

ÉVOLUTION DES EFFECTIFS PAR COLLÈGE

En nombre de salariés	31/12/2015	Variation	31/12/2016
Exécution	342	(23)	319
Maîtrise	1 966	(316)	1 650
Cadre	2 972	63	3 035
TOTAL	**5 280**	**(276)**	**5 004**

L'effectif moyen salarié annuel s'élève, en 2016, à 5 182 contre 5 461 en 2015.

Le poste charges de personnel se décompose de la manière suivante :

En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015
Traitements et salaires	332	343
Charges sociales	171	161
Intéressement	24	26
Autres charges	61	75
TOTAL	**588**	**605**

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.

Note 16 C Dotations nettes aux provisions

En millions d'euros	31/12/2016	31/12/2015
Provision pour renouvellement des biens en concession	-	(12)
Provision pour reconstitution des sites	7	(4)
Provisions relatives au personnel	(1)	(14)
Autres provisions pour risques et charges d'exploitation	(51)	(85)
TOTAL	**(45)**	**(115)**

NOTE 17 Résultat financier

En millions d'euros	31/12/2016 Charges	31/12/2016 Produits	31/12/2016 Net	31/12/2015 Net
Autres intérêts, charges et produits assimilés	(1 208)	587	(621)	(785)
Intérêts sur comptes courants et créances rattachées à des participations	-	37	37	41
Résultat de change	(1 214)	1 217	3	(146)
Dividendes reçus	-	2 043	2 043	2 055
Dotations et reprises de provisions à caractère financier	(174)	6	(168)	(76)
TOTAL	**(2 596)**	**3 890**	**1 294**	**1 089**

NOTE 18 Résultat exceptionnel

En millions d'euros	31/12/2016 Charges	31/12/2016 Produits	31/12/2016 Net	31/12/2015 Net
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	(8)	8	-	48
Cessions d'immobilisations financières	(476)	475	(1)	1
Provision pour hausse des prix	-	18	18	19
Amortissements dérogatoires	(227)	188	(39)	(23)
Dotations et reprises des dépréciations afférentes aux participations[1]	(330)	273	(57)	(517)
Autres	(274)	87	(187)	(145)
TOTAL	**(1 315)**	**1 049**	**(266)**	**(617)**

(1) Détail en Note 4B.

La ligne « Autres » comprend notamment une provision pour litige, une dépréciation d'un actif incorporel contractuel, ainsi que diverses dépenses engagées sur des opérations de restructuration y compris celles associées au Plan National de cessions immobilières.

NOTE 19 Situation fiscale

Note 19 A Régime de l'intégration fiscale

L'option pour le régime de l'intégration fiscale actuellement en cours initialement souscrite par Gaz de France SA, devenue GDF SUEZ SA en 2008, puis ENGIE SA en 2015, est renouvelable tous les cinq ans par tacite reconduction.

Note 19 B Impôt sur les sociétés

Le taux d'impôt sur les sociétés de l'exercice 2016 est de 34,43%. Ce taux inclut la contribution sociale de 3,3%.

	2016			2015		
En millions d'euros	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net	Résultat avant impôt	Impôt*	Résultat net
Impôt sur les sociétés de l'exercice d'ENGIE SA (hors groupe fiscal) (1)		**0 (1)**			**0 (1)**	
• dont impôts sur le résultat courant	42	0	42	345	0	345
• dont impôts sur le résultat exceptionnel	(266)	0	(266)	(617)	0	(617)
Charge d'impôt (impôt dû par les filles/provision pour restitution d'économie d'impôt aux entités du groupe d'intégration fiscale) (2)		**672**	**672**		**540 (2)**	**540**
• dont impôt sur les sociétés de l'exercice lié aux filiales intégrées fiscalement		405			350	
• dont variation nette aux provisions pour impôt sur les sociétés		256			101	
• dont autres		11			89	
TOTAL	**(224)**	**672**	**448**	**(272)**	**540**	**268**

* Un signe positif traduit un profit d'impôt.

(1) En 2016 comme en 2015, le résultat fiscal individuel d'ENGIE SA est déficitaire. Les dividendes reçus de titres de participation suivent le traitement fiscal du « régime mère/filles « et sont exonérés. La charge d'impôt sur le résultat courant inclut 3 millions d'euros au titre du Crédit Impôt Compétitivité Emploi (CICE) Au titre de l'exercice 2015, ENGIE SA a bénéficié de 3 millions d'euros au titre du CICE. Cette somme a contribué en 2016 au financement de travaux de R&D, notamment au financement des pilotes et des démonstrateurs relatifs à la transition énergétique.

(2) Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 672 millions d'euros contre un produit d'impôt de 540 millions d'euros en 2015 s'expliquant principalement par :

- *un produit d'intégration fiscale de 405 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 350 millions d'euros en 2015 qui résulte de la différence entre :*
  - *de crédit d'impôt au titre du groupe fiscal intégré qui est de 1,8 million d'euros au 31 décembre 2016, contre 16,9 millions d'euros en 2015,*
  - *et la contribution à l'impôt groupe due par les filiales bénéficiaires à ENGIE SA de 403 millions d'euros, contre 333 millions d'euros en 2015 ;*
- *une reprise nette de provision pour impôt de 256 millions d'euros en 2016 contre 101 millions d'euros en 2015 intégrant notamment :*
  - *45,2 millions d'euros de dotation nette au titre du retournement de déficits fiscaux par les filiales intégrées remontant à ENGIE SA contre 82,4 millions d'euros de dotation nette en 2015,*
  - *216,6 millions d'euros de reprise relative au suramortissement de l'exercice de la quote-part amortissable de la plus-value dégagée lors de la cession en 2007 de l'activité de distribution du gaz (dont 111 millions d'euros d'effets taux).*
  - *Ce montant tient compte d'une reprise de provision de 111,5 millions d'euros, relative à l'effet du changement du taux d'impôt sur les sociétés à 28,92 à partir des exercices 2020,*
  - *82,9 millions d'euros de reprise pour impôt constituée pour couvrir l'incidence fiscale liée à l'étalement sur 14 ans de la plus-value sur le rachat du réseau de transport réalisée en 2002. Au 31/12/2016 cette provision est totalement reprise ;*
- *divers autres impôts nets créditeurs pour 11 millions d'euros en 2016 intégrant notamment :*
  - *74 millions d'euros au titre de paiements de contributions additionnelles à l'IS de 3% (majoritairement sur dividendes versés),*
  - *77 millions d'euros sur la mise à jour des stocks de CIR (Crédit d'impôt recherche) et CICE au 31/12/2016,*
  - *14 millions d'euros au titre de l'impôt sur les sociétés Groupe 2015 définitif.*

Note 19 C 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 la diminution du taux qui passe de 34,43% à 28,92% à partir de 2020.

En millions d'euros	2016		2015
Bases passives d'imposition différée	**34,43%**	**28,92%**	
• Charges déductibles non comptabilisées	646	-	890
• Produits comptabilisés non imposés	102	166	305
Bases actives d'imposition différée	**34,43 %**	**28,92 %**	
• Charges comptabilisées temporairement non déductibles	553	321	922
• Produits imposés non comptabilisés	510	39	714
Base fiscale différée nette	**225**	**284**	**442**
• Effet théorique d'imposition différée	78	82	152

Note 19 D Contrôle fiscal

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 SA) pour un montant de 995 millions d'euros. Elle a 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 SA s'est acquitté de cette somme et a déposé une réclamation contentieuse en août 2016.

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. Le Tribunal administratif de Cergy-Pontoise a adopté une position identique à celle de la Cour Administrative d'Appel pour les sommes réclamées par Suez (désormais ENGIE SA) au titre des exercices 2002/2003 et 2004. ENGIE SA a interjeté appel de cette décision.

Par ailleurs, suite à une plainte d'ENGIE SA 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 SA. La France ne s'étant pas mise en conformité, la Commission a décidé, le 8 décembre 2016, de saisir la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

NOTE 20 Engagements hors bilan (sauf engagements sociaux)

Note 20 A 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.

1. Risque de liquidité

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

La centralisation des besoins de financement et des excédents de trésorerie du Groupe est assurée via les véhicules de financement (long terme et court terme) ainsi que via les véhicules de *cash pooling* du Groupe.

La centralisation des besoins et excédents court terme est organisée autour de véhicules financiers dédiés localisés en France (ENGIE Finance), et au Luxembourg (ENGIE Treasury Management) pour les pays européens. Ces véhicules centralisent ainsi la quasi-totalité des besoins et des excédents disponibles des sociétés contrôlées, avec une gestion homogène en matière de risque de contrepartie et de stratégies de placement.

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Notes*, et à des émissions de NEUCP (*Negotiable European Commercial Papers*) et de *Commercial Papers* 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 13 442 millions d'euros de lignes de crédit auprès de différents établissements bancaires dont deux lignes de crédit syndiquées de 5 500 millions et 5 000 millions d'euros respectivement à échéance novembre 2021 et mars 2021.

  Au 31 décembre 2016, ENGIE SA utilise ces lignes de crédit à hauteur de 892 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 : *US Commercial Papers* pour un montant de 4 500 millions de dollars utilisé à hauteur de 1 764 millions de dollars au 31 décembre 2016, et NEUCP pour un montant de 5 000 millions d'euros, utilisé à hauteur de 4 657 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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 ratings 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 contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un middle-office indépendant du trésorier groupe.

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'intérêts) 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 31/12/2016						
En millions d'euros	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur	Notionnel au 31/12/2015
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	4 686	1 612	3 040	638	9 976	(1 155)	8 350
payeur taux variable/receveur taux fixe	2 395	3 059	4 729	1 038	11 221	1 187	14 984
VENTE D'UNE OPTION SUR UN SWAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
ACHAT DE CAP							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	1 000	-	-	1 000	-	1 000
ACHAT DE FRA							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL EUR	**7 081**	**5 671**	**7 769**	**1 676**	**22 197**	**32**	**24 334**
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	286
TOTAL NOK	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**286**
SWAP DE TAUX D'INTÉRÊT							
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	778	-	-	778	2	908
TOTAL USD	**-**	**778**	**-**	**-**	**778**	**2**	**908**
TOTAL	**7 081**	**6 449**	**7 769**	**1 676**	**22 975**	**34**	**25 528**

	Notionnel au 31/12/2016						
En millions d'euros	À un an au plus	D'un à cinq ans	De six à dix ans	Plus de dix ans	Total	Juste valeur	Notionnel au 31/12/2015
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	342	-	1 929	2 271	(212)	3 094
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	-	-	-	-	-	
TOTAL GBP	**-**	**342**	**-**	**1 929**	**2 271**	**(212)**	**3 094**
SWAP DE DEVISES							
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	229	-	229	(14)	1 135
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	149	-	149	5	1 750
TOTAL JPY			**378**	**-**	**378**	**(9)**	**2 885**
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	246	-	-	-	246	32	227
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	227	144	-	371	73	342
TOTAL CHF	**246**	**227**	**144**		**617**	**105**	**569**
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	580	46	-	38	664	126	611
payeur taux fixe/receveur taux variable	-	274	-	-	274	14	252
payeur taux variable/receveur taux variable	-	183	-	-	183	5	224
payeur taux variable/receveur taux fixe	-	-	580	-	580	116	532
TOTAL USD	**580**	**503**	**580**	**38**	**1 701**	**210**	**1 619**
SWAP DE DEVISES							
payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	67	-	67	(14)	7
TOTAL NOK	**-**	**-**	**67**	**-**	**67**	**(14)**	**7**
SWAP DE DEVISES							
Payeur taux fixe/receveur taux fixe	-	-	75	-	75	-	51
TOTAL AUD	**-**	**-**	**75**	**-**	**75**	**-**	**51**
TOTAL	**826**	**1 072**	**1 244**	**1 967**	**5 109**	**80**	**8 225**

Les opérations de couverture du risque de taux en cours au 31 décembre 2016 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 2 731 millions d'euros sur les billets de trésorerie ;
- 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 USD. Le nominal au 31 décembre 2016 est de 820 millions de dollars.

4. Risque de change

ENGIE SA est exposée au risque de change principalement :

(i) 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 ;

(ii) 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 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 2016, les engagements correspondants sont les suivants :

En millions d'euros	Engagements part fixe au 31/12/2016			Contre-valeur au 31/12/2016	Différentiel de change au 31/12/2016	Engagement part fixe au 31/12/2015
	Par échéance					
Contrats à terme	**2017**	**2018**	**2019 et au-delà**			
Position acheteur						
• Devise AUD	-	-	-	-	-	
• Devise CHF	-	-	-	-	-	-
• Devise EUR	49	5	1	52	(3)	179
• Devise GBP	159	3	-	160	(2)	730
• Devise NOK	1 124	-	-	1 120	4	115
• Devise MXN	-	-	-	-	(4)	2
• Devise HUF	11	-	-	11	-	14
• Devise RON	-	-	-	-	-	
• Devise USD	5 424	735	583	6 792	50	4 143
• Devise CZK	-	-	-	-	-	
Position vendeur						
• Devise AUD	-	-	-	-	-	-
• Devise CHF	379	-	-	378	(1)	717
• Devise EUR	47	5	1	55	2	212
• Devise GBP	243	-	-	242	(1)	2 361
• Devise HUF	79	-	-	79	-	92
• Devise MXN	-	-	-	-	-	49
• Devise NOK	1 120	-	-	1 124	4	115
• Devise RON	-	-	-	-	-	-
• Devise USD	8 728	25	-	8 933	180	674
• Devise CZK	-	-	-	-	-	-

Au 31 décembre 2016, les engagements correspondants sont les suivants :

	Engagements part fixe au 31/12/2016					
	Par échéance			Contre-valeur au 31/12/2016	Différentiel de change au 31/12/2016	Engagement part fixe au 31/12/2015
En millions d'euros						
Options	2017	2018	2019 et au-delà			
Position vendeur						
• Devise USD		-	-	-	-	459

5. Autres engagements donnés à caractère financier

		Échéance		
En millions d'euros	Total au 31/12/2016	À fin 2017	de 2018 à 2021	2021 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties de bonne fin et autres	4 915	63	28	4 824
Garanties de bonne fin et autres pour le compte de filiales	3 103	274	83	2 746
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Sûretés personnelles données	449	64	191	194
Garanties cautions et avals aux filiales	4 526	782	2 354	1 390
Sûretés réelles données	-	-	-	-
Lignes de crédit	65	-	-	65
AUTRES ENGAGEMENTS DONNÉS				
Garanties sur convention de cessions d'activités	5 416	443	590	4 383
Engagements de location simple	-	-	-	-
Engagements de crédit-bail	3	1	2	-
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 8 018 millions d'euros au 31/12/2016.

Les sûretés personnelles données pour 449 millions d'euros correspondent pour l'essentiel à des garanties de paiements accordées à des contreparties d'ENGIE SA.

Les garanties, cautions et avals aux filiales pour 4 526 millions d'euros correspondent à des garanties de paiements accordées par ENGIE SA à des tiers pour le compte de ses filiales.

Les engagements donnés sur des lignes de crédit correspondent à des lignes de crédit accordées à des filiales d'ENGIE SA. Les tirages sur ces lignes s'élèvent à 125 millions d'euros au 31 décembre 2016 pour un montant initial de 190 millions d'euros, soit 65 millions d'euros restant à tirer.

Les garanties sur convention de cessions d'activités pour 5 416 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 Léo Holding et Nalco International SAS à échéance 2017 ;
- de ENGIE Exploration & Production (EPI), suite à la cession de la participation minoritaire de 30% à CIC en 2011 pour un montant maximal de 3 321 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 896 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.

Les engagements de crédit-bail sont détaillés en note 3.

D'autres engagements ont été donnés pour garantie de bonne et complète exécution :

- au « Naperville Property Trust » agissant pour le compte de NCC Solar Company, aux banques et aux investisseurs, de toutes les obligations en matière de paiement, notamment des loyers restant à courir (82 millions d'euros) jusqu'en 2023 résultant du contrat de bail des locaux occupés par Nalco, entité cédée en 2003 et dont le siège est maintenu à Naperville, ledit bail ayant été repris par Léo Holding, suite à la dite cession (Leo Holding a été acquise par GDF SUEZ Energy North America auprès de SUEZ North America, ENGIE garantissant sa filiale des conséquences correspondantes). ENGIE SA a reçu une contre-garantie symétrique de Ondeo Nalco qui demeure responsable de l'ensemble des obligations au titre du bail tant vis-à-vis du Groupe que du propriétaire-bailleur et est également bénéficiaire d'une garantie de la part d'Ecolab Inc., nouvelle maison-mère de Nalco ;
- 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 2016 il subsiste 116 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.

6. Autres engagements reçus à caractère financier

	Total	Échéance		
En millions d'euros	au 31/12/2016	À fin 2017	De 2018 à 2021	2022 et au-delà
ENGAGEMENTS SUR MARCHÉS				
Garanties reçues	-	-	-	-
ENGAGEMENTS DE FINANCEMENT				
Facilités de crédit obtenues et non utilisées	12 550	1 050	10 935	565
Autres engagements de financements reçus	-	-	-	-
Autres engagements de financements reçus relatifs aux filiales	-	-	-	-
AUTRES ENGAGEMENTS REÇUS				
Contre-garanties sur sûretés personnelles	1 040	25	15	1 000
Contre-garanties sur engagements activités de négoce	-	-	-	-
Engagements de location simple	-	-	-	-
Engagements de crédit-bail	3	1	1	-
Engagements relatifs aux méthaniers	-	-	-	-

ENGIE SA dispose notamment de lignes de crédit revolving de 5,5 milliards d'euros depuis mai 2005, dont l'échéance initialement prévue en 2012 a été reportée à novembre 2021, et de 5 milliards d'euros depuis avril 2014, dont l'échéance initialement prévue en 2019 a été reportée en mars 2021. 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.

7. Engagements sur titres

Obligation d'achat consentie par ENGIE SA portant sur 41,01% des titres de la Compagnie du Vent, détenus actuellement par SOPER.

Note 20 B Engagements relatifs aux matières premières

1.Engagements relatifs au gaz naturel et à l'électricité

L'approvisionnement du gaz en Europe s'opère encore en grande partie grâce à des contrats « take-or-pay » long terme. 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.

Cette 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 2016, les engagements d'ENGIE SA sont de 399 térawattheures (TWh) à moins d'un an, 1 863 TWh entre deux et cinq ans et 2 250 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 2016, les engagements d'ENGIE SA sont de 185 TWh de ventes à terme.

Pour satisfaire ses engagements d'enlèvement de volume, ENGIE SA a conclu des contrats à long terme de réservation de capacités de transport terrestre et maritime.

Au 31 décembre 2016, les engagements d'ENGIE SA sont de 82 TWh pour les achats à terme d'électricité et de 50 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 13 millions de quotas de CO_2.

2. Produits dérivés

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 sa filiale spécialisée ENGIE Global Markets.

Ces instruments dérivés entrent plus particulièrement dans la gestion des risques associés aux opérations :

- d'ingénierie de prix destinées à répondre à l'attente croissante des clients en matière de gestion du risque de prix sur le gaz ou l'électricité. Ils visent principalement à garantir une marge commerciale, quelle que soit l'évolution des indices matières entrant dans le prix proposé aux clients, même lorsqu'ils diffèrent des indices matières auxquels est exposé l'approvisionnement d'ENGIE SA. Les options sont mises en œuvre pour garantir des prix plafonds (*calls*) ou planchers (*puts*) ;
- d'optimisation du coût des approvisionnements. En effet, les approvisionnements en énergie, les actifs de production d'électricité et les actifs ou réservations de capacité de transport et de stockage disponibles et non nécessaires à la fourniture des clients sont systématiquement valorisés sur les marchés.

L'exposition au risque de prix des matières premières sur opérations commerciales est encadrée et gérée par :

- l'application de mécanismes de *pass-through* lors de la construction des prix de vente aux clients éligibles d'une part, et des tarifs réglementés d'autre part ;
- la couverture de marge sur les contrats de vente à prix fixes et indexés par des swaps financiers.

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.

	Notionnel au 31/12/2016					
	en GWh par échéance			en millions d'euros	Juste valeur au 31/12/2016 en millions d'euros	Notionnel au 31/12/2015 en GWh
	x < 1 an	1 an < x < 2 ans	x > 2 ans			
SWAPS (position acheteur)						
Gaz naturel	1 634 364	336 556	56 308	38 420	4 748	1 557 389
Produits pétroliers	203 197	97 218	30 659	11 871	367	308 124
Électricité	3 218	6 210	3 067	440	60	-
CER EUA – CO_2	23 472	-	-	-	-	-
SWAPS (position vendeur)						
Gaz naturel	(1 677 135)	(396 708)	(60 544)	(38 147)	(5 054)	(1 687 469)
Produits pétroliers	(127 724)	(30 283)	(11 937)	(5 179)	(338)	(184 670)
Électricité	(1 837)	(1 030)	(106)	(112)	(14)	-
CER EUA – CO_2	(896)	-	-	-	-	-
OPTIONS (position acheteur)						
Gaz naturel	-	-	-	-	-	-
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
OPTIONS (position vendeur)						
Gaz naturel	(601)	-	-	-	(757)	(803)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	-	-	-	-	-	-
FORWARD (position acheteur)						
Gaz naturel	22 031	19 416	19 303	931	118	18 455
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	50 375	24 086	7 626	2 728	484	-
CER EUA – CO_2	3 557 791	4 802 981	4 258 124	9	-	-
FORWARD (position vendeur)						
Gaz naturel	(71 604)	(15 004)	(18 389)	(713)	(111)	(36 025)
Produits pétroliers	-	-	-	-	-	-
Électricité	(40 825)	(5 760)	(3 262)	(1 624)	(78)	-
CER EUA – CO_2	(281 900)	(281 900)	-	-	-	-

Note 20 C 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 20 D Litiges

1. Situation en Argentine

En 2003, ENGIE SA et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fé, 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 franco-argentins de protection des investissements.

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, et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fé. Ces deux sentences font l'objet d'un recours en nullité intenté par l'État argentin. Pour rappel, ENGIE SA et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company (devenue SUEZ) – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE SA dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fé.

2. Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Le 24 juin 2013, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit devant le Conseil d'État une requête en annulation du décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel.

L'ANODE soutient en substance que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne. Le 15 décembre 2014, le Conseil d'État a sursis à statuer jusqu'à ce que la Cour de justice de l'Union européenne se prononce à titre préjudiciel sur ces questions. La Cour de justice de l'Union européenne a rendu son arrêt le 7 septembre 2016 ; il appartient maintenant au Conseil d'État de se prononcer sur le fond.

3. La Compagnie du Vent

Depuis 2011, différents litiges opposent ENGIE SA à Jean-Michel Germa, fondateur La Compagnie du Vent (LCV) et SOPER, actionnaire minoritaire de LCV, dont le plus important est la procédure intentée par SOPER le 18 janvier 2013 afin de condamner ENGIE à indemniser SOPER à hauteur d'environ 250 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007 ; le litige est actuellement pendant devant le Tribunal de Commerce de Créteil ; les premières conclusions ont été échangées en juillet 2016. L'affaire sera en principe plaidé en mai-juin 2017.

4. Concurrence et concentration

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 21 octobre 2009, ENGIE SA a soumis une proposition d'engagements qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements (qui courent jusqu'en 2024 voire 2029 pour certains) se poursuit.

5. Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

Le 15 avril 2014, Direct Énergie a saisi l'Autorité de la concurrence de pratiques alléguées d'abus de position dominante d'ENGIE SA sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une demande de mesures conservatoires. Concernant les mesures conservatoires, l'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 9 septembre 2014. ENGIE a formé un recours contre cette décision ; l'arrêt de la Cour d'Appel ayant pour l'essentiel confirmé la décision de l'Autorité de la concurrence est devenu définitif. Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a notifié ses griefs le 20 juillet 2016, et ENGIE SA a répondu le 20 octobre 2016 ; la procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 27 mars 2015 à ENGIE SA la saisine d'UFC-Que Choisir relativement à des pratiques alléguées d'abus de position dominante du Groupe sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité. La procédure se poursuit.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Énergie relative à de nouvelles allégations d'abus de position dominante d'ENGIE sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, assortie d'une nouvelle demande de mesures conservatoires. Par décision du 2 mai 2016, l'Autorité de la concurrence a enjoint ENGIE SA, à titre conservatoire et dans l'attente d'une décision au fond, à exécuter certaines mesures conservatoires. Direct Énergie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Énergie de sa demande ; Direct Énergie s'est pourvue en cassation. L'instruction se poursuit.

6. 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 ; (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.

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 SA, 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 au régulateur de l'énergie, la Commission de Régulation de l'Énergie (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.

Le 12 janvier 2017, la CRE a annoncé le lancement d'une consultation publique au 1er trimestre 2017 sur les modalités de rémunération pour le gaz naturel et l'électricité des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle pour le compte des gestionnaires de réseau de distribution auprès des clients en contrat unique. La CRE indique également qu'elle envisage de prendre position sur ces sujets au 2e trimestre 2017.

7. Arbitrage CIRDI

ENGIE SA, GDF International et ENGIE International Holdings ont déposé le 4 avril 2016 une requête en arbitrage devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI). En substance, le Groupe reproche à la Hongrie de ne pas avoir respecté ses obligations sous le Traité sur la Charte de l'Énergie en prenant diverses mesures fiscales et de régulation allant à l'encontre du principe de traitement juste et équitable et de l'interdiction d'expropriation rampante, et demande réparation du dommage subi. Cette requête en arbitrage fait suite à une notification de différend du 25 février 2015. Un arbitrage devant le CIRDI prend habituellement deux à trois ans.

NOTE 21 Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel

RÉCAPITULATIF DES ENGAGEMENTS

En millions d'euros	Au 31/12/2016 (1)	Au 31/12/2015
RETRAITE	**2 527**	**2 360**
• Régime des IEG	2 211	2 047
• Autres régimes	316	313
AUTRES AVANTAGES DE FIN DE CARRIÈRE ET POSTÉRIEURS À L'EMPLOI	**366**	**372**
• Avantage en nature énergie et eau	213	231
• Indemnités de fin de carrière	56	53
• Indemnités de secours immédiat	54	49
• Autres (2)	43	39
AUTRES ENGAGEMENTS ENVERS LE PERSONNEL	**93**	**89**
• Pensions d'invalidité et autres	85	82
• Médailles du travail	8	7
TOTAL	**2 986**	**2 821**

(1) Dont 111 millions d'euros provisionnés dans les comptes sociaux (cf. Note 21D).
(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	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Taux d'actualisation	2,1%	2,6%	2,1%	2,6%	1,7%	2,2%	2,1%	2,6%
Taux d'inflation	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%	1,8%	1,7%
Durée résiduelle de service	19 ans	16 ans	19 ans	16 ans	12 ans	16 ans	18 ans	16 ans

Selon nos estimations, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle de 16%.

Note 21 A 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 financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005 soit pour ENGIE SA 3,25% des engagements « droits spécifiques passés » de l'ensemble des entreprises des IEG.

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

1. Les obligations financières d'ENGIE SA

En application de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, à compter du 1er janvier 2005, les obligations financières d'ENGIE SA sont les suivantes :

- verser à la CNIEG sa quote-part des cotisations dues aux régimes de retraites de droit commun, cotisations que la CNIEG reverse à la CNAV, l'AGIRC et l'ARRCO ;
- verser à la CNIEG sa contribution au financement des prestations servies excédant les droits relevant des régimes de droit commun et non financées par la contribution tarifaire ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des contributions exceptionnelles, forfaitaires et libératoires dues à la CNAV, à l'AGIRC et à l'ARRCO et non financées par la CTA ;
- verser à la CNIEG sa quote-part des dépenses de gestion administrative de cette dernière ainsi que des charges de compensation avec les autres régimes légaux de retraite et des prestations relatives aux risques invalidité, décès, accidents du travail et maladies professionnelles ;
- en tant que fournisseur de gaz et d'électricité (et le cas échéant d'acheminer de gaz), collecter et reverser à la CNIEG les contributions tarifaires.

La revalorisation des pensions et des rentes d'invalidité est calculée, depuis le 1er janvier 2009, sur la base de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

2. 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 : leur évaluation intègre l'ancienneté des agents, leur niveau de salaire et leur progression de carrière ;
- les âges de départ à la retraite, déterminés le cas échéant en fonction de critères caractéristiques des agents des IEG (service actif, nombre d'enfants pour les femmes) ;
- l'évolution des effectifs de retraités, dont l'estimation repose sur la table de survie prospective établie par l'INSEE et, le cas échéant, sur un taux de rotation résultant de l'observation statistique du comportement des agents des IEG ;
- les réversions de pensions, dont l'évaluation associe la probabilité de survie de l'agent et de son conjoint, et le taux de matrimonialité relevé sur la population des agents des IEG.

Le mode de calcul des engagements est le suivant :

- ils sont évalués sur la base des droits validés à la date du calcul, tant auprès du régime des IEG que des régimes de droit commun ;
- ils sont déterminés 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.

Note 21 B 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,
  - les indemnités de secours immédiat,
  - les indemnités compensatrices de 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 crédits projetées ».

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

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.

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.

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.

Note 21 C Variation de la valeur actualisée des engagements

	Retraites régime des IEG		Retraites hors régime des IEG		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages long terme		Total	
En millions d'euros	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Valeur actualisée de l'obligation à l'ouverture	**2 047**	**2 213**	**314**	**304**	**372**	**536**	**89**	**102**	**2 822**	**3 155**
Coût des services rendus de la période	35	39	1	2	7	8	11	11	54	60
Charges d'intérêt sur obligation	51	45	6	4	9	11	2	2	68	62
Pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	160	(169)	25	21	(14)	(167)	(1)	(17)	170	(332)
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non) (1)	(81)	(77)	(30)	(18)	(6)	(3)	(8)	(8)	(125)	(106)
Autres	(1)	(4)	-	-	(2)	(13)	-	(1)	(3)	(18)
Valeur actualisée de l'obligation à la clôture	**2 211**	**2 047**	**316**	**313**	**366**	**372**	**93**	**89**	**2 986**	**2 821**

(1) L'impact total au compte de résultat des prestations payées pour l'ensemble des régimes ressort à 125 millions au 31 décembre 2016 contre 106 millions au 31 décembre 2015.

Note 21 D 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 2016, ENGIE SA a provisionné 111 millions d'euros, contre 112 millions d'euros en 2015, soit une variation de la provision des engagements envers le personnel de 1 million d'euros.

ÉVOLUTION DES PROVISIONS SUR ENGAGEMENTS SOCIAUX

	Retraites [1]		Autres avantages postérieurs à l'emploi [2]		Avantages long terme [3]		Total	
En millions d'euros	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Provision de début de période	**7**	**7**	**22**	**26**	**83**	**93**	**112**	**126**
Charges (produits) de la période	-	-	2		11	(2)	13	(2)
Dont coût des services rendus de la période	-	-	*1*	*1*	*11*	*11*	*12*	*12*
Dont charges d'intérêt sur obligation	-	-	-	-	*2*	*2*	*2*	*2*
Dont pertes et gains actuariels générés sur l'obligation	-	-	*1*	*(1)*	-	*(13)*	*1*	*(14)*
Dont Autres	-	-	-	-	*(2)*	*(2)*	*(2)*	*(2)*
Prestations payées pour l'ensemble des régimes (financés ou non)	(0)	(0)	(5)	(4)	(8)	(8)	(14)	(12)
Provision de fin de période	**7**	**7**	**19**	**22**	**86**	**83**	**111**	**112**

(1) En 2016, comme en 2015, il s'agit exclusivement des engagements de retraites hors IEG.

(2) Congés exceptionnels de fin de carrière (14 millions d'euros), régime de complémentaire santé dont bénéficient les retraités ex-Suez (4 millions d'euros) et prime eau (2 millions d'euros).

(3) Rentes accidents du travail et de maladies professionnelles (56 millions d'euros), d'incapacité temporaire et d'invalidité (18 millions d'euros), d'amiante (2 millions d'euros) et médailles du travail (8 millions d'euros).

Note 21 E 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 2016 par ces fonds assurantiels pour un montant de 61 millions d'euros.

La valeur de ces contrats est de 1 925 millions d'euros au 31 décembre 2016 contre 1 922 millions d'euros au 31 décembre 2015.

Note 21 F Variation de la juste valeur des actifs de couverture

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2016		2015		2016	2015
En millions d'euros	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Régime des IEG
Juste valeur des actifs de couverture à l'ouverture	**1 693**	**198**	**1 690**	**188**	**30**	**31**
Rendement attendu des actifs	43	3	34	2	-	1
Primes nettes de frais de gestion	-	23	-	10	-	-
Pertes et gains actuariels générés sur les actifs	19	2	37	13	(2)	1
Prestations payées par les actifs de couverture	(59)	(25)	(68)	(15)	-	(3)
Juste valeur des actifs de couverture à la clôture	**1 696**	**201**	**1 693**	**198**	**28**	**30**

INFORMATION RELATIVE AU RENDEMENT DES ACTIFS

	Retraites				Autres avantages postérieurs à l'emploi	
	2016		2015		2016	2015
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Régime des IEG
Rendement réel des actifs de couverture	3,8%	2,9%	4,3%	3,3%	3,7%	5,1%

Le taux de rendement attendu des actifs retenu pour l'exercice 2016 est de 1,97% pour les actifs de couverture retraite et de 1,61% pour les autres.

La ventilation des actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

	2016		2015	
	Régime des IEG	Hors régime des IEG	Régime des IEG	Hors régime des IEG
Placements actions	31%	10%	35%	10%
Placements obligataires	51%	81%	52%	81%
Autres *(y compris monétaires)*	18%	9%	13%	9%
	100%	**100%**	**100%**	**100%**

Les contrats d'assurance collectifs sur la vie contractés auprès d'assureurs pour couvrir les passifs sociaux IEG retraite et indemnités de fin de carrière sont gérés en unités de compte. Ces contrats sont ouverts à ENGIE SA et aux filiales du Groupe adhérentes à « la convention de gestion du passif social du groupe ». Les contrats peuvent être investis marginalement dans des instruments financiers émis par ENGIE SA, principalement des actions.

Compte tenu des unités de compte revenant à ENGIE SA dans les différents contrats, la part des actifs de couverture investis en instruments financiers émis par ENGIE SA au 31 décembre 2016 s'élève à 4,5 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.

Note 21 G Régime de retraite supplémentaire à cotisations définies

Les salariés relevant du régime des IEG bénéficient par ailleurs, d'un régime de retraite supplémentaire à cotisations définies mis en place en 2009. Les cotisations patronales versées à ce titre s'élèvent à 6 millions d'euros en 2016 contre 6 millions d'euros en 2015.

NOTE 22 Éléments relatifs aux parties liées

Toutes les transactions significatives effectuées par ENGIE SA avec des parties liées ont été conclues à des conditions normales de marché, aucune information n'est à fournir au titre du décret de révision de l'article R. 123-198-11 du 9 mars 2009.

Relations avec l'État français

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. Au terme de ce placement, l'État détient désormais 28,65% du capital et 31,98% 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, 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 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, 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 21 « Engagements de retraite et autres engagements envers le personnel ».

NOTE 23 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 31/12/2016
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 [1]	4	(168)	64,19%
Celizan	-	-	100,00%
Cogac	1 287	373	100,00%
Ecometering	22	(17)	99,00%
Electrabel	4 640	16 436	99,13%
Elengy	109	418	100,00%
ENGIE Alliance	100	(51)	64,00%
GDFSUEZ China Investment Company	85	15	100,00%
ENGIE Energy Services	699	653	100,00%
ENGIE Finance	5 460	466	100,00%
ENGIE IT	45	(32)	100,00%
ENGIE Management Company	63	(44)	100,00%
ENGIE New Ventures	49	14	100,00%
ENGIE Rassembleurs d'énergies	50	(3)	100,00%
GDF International	3 972	418	100,00%
Genfina	1 750	(476)	100,00%
GRDF	1 801	3 563	100,00%
GRTgaz	538	3 235	75,00%
La Compagnie du Vent	17	134	59,00%
NNB Development Company	38	8	100,00%
SFIG	55	6	98,61%
Sopranor	-	5	99,90%
Storengy	345	1 444	100,00%
2. Participations (quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%)			
Aguas Argentinas	10	(530)	48,20%
SUEZ (anciennement Suez Environnement)	2 171	4 966	32,57%
B - Renseignements concernant les autres filiales ou participations			
1. Filiales non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères [1]	-	-	-
2. Participations non reprises au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères [1]	-	-	-
3. Autres titres immobilisés non repris au paragraphe A			
Valeurs françaises	-	-	-
Valeurs étrangères [1]	-	-	-

(1) Données en monnaie locale d'opération (millions d'unités).
(2) Comptes provisoires non certifiés.
Les opérations avec les entreprises liées sont constituées principalement de prêts, d'avances et de mouvements de comptes courants avec les filiales.

Valeur comptable des titres détenus au 31/12/2016		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 [2]
Brut	Provisions						
39	(39)	99	-	-	(65)	-	12/2015
31	(31)	-	-	-	-	-	12/2016
2 434	(400)	-	-	-	360	-	12/2016
38	(34)	-	-	17	(1)	-	12/2016
34 148	-	-	-	10 575	(1 361)	-	12/2015
516	-	125	-	198	102	97	12/2016
62	-	-	1 000	-	(51)	-	12/2016
85	(14)	-	-	-	(7)	-	12/2016
2 933	-	-	-	2 076	107	740	12/2016
5 567	-	3 070	-	852	319	-	12/2016
78	(63)	-	-	397	(37)	-	12/2016
115	(93)	-	-	165	(44)	-	12/2016
72	-	-	-	-	(5)	-	12/2016
50	(2)	-	-	-	(1)	-	12/2016
3 972	-	107	-	1	194	-	12/2016
2 627	(1 353)	-	-	-	19	-	12/2016
8 405	-	-	-	3 621	302	519	12/2016
1 850	-	-	-	1 897	290	255	12/2016
428	(308)	-	-	51	19	-	12/2016
141	(111)	-	-	-	(125)	-	12/2016
57	-	-	-	26	1	10	12/2016
245	(240)	-	-	-	-	-	12/2016
2 666	-	-	-	883	87	263	12/2016
145	**(145)**	**305**	**-**	**-**	**(237)**	**-**	**12/2015**
2 576	(93)	-	-	36	208	119	12/2015
						-	
65	(20)	46	-	-	-	-	
8	-	-	-	-	-	-	
64	(10)	-	-	-	-	41	
-	-	-	-	-	-	-	
17	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	

NOTE 24 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 2016 aux dirigeants mandataires sociaux et aux membres du Comité Exécutif se sont élevées à 22 millions d'euros.

D'autre part, les avantages postérieurs à l'emploi, pour ces mêmes personnes, s'élèvent à 21 millions au 31 décembre 2016.

Les membres du Conseil d'Administration élus par l'Assemblée Générale reçoivent des jetons de présence, leur montant est de 0,8 million d'euros pour 2016.

6.4.3 Cessions totales ou partielles, filiales et participations impliquant des franchissements de seuils

CESSIONS TOTALES OU PARTIELLES

En euros	% au 31/12/2015	% au 31/12/2016	Reclassement au sein du Groupe	Cession à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES (1)						
BLOMHOF	100	0	X		9 031 067	Holding
SFAP	100	0		X	3 081 375	Autres
PARTICIPATIONS (2)						
IDEEL	10	0		X	30 000	Recherche & Développement

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

ACHATS TOTAUX OU PARTIELS

En euros	% au 31/12/2015	% au 31/12/2016	Reclassement au sein du Groupe	Acquisition à l'extérieur du Groupe	Valeur nette comptable des titres détenus	Secteur d'activité
FILIALES (1)						
PARTICIPATIONS (2)						

(1) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA supérieure à 50%.
(2) Quote-part du capital détenu par ENGIE SA inférieure à 50%.

6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices

	2016	2015	2014	2013	2012
Capital en fin d'exercice					
Capital social *(en euros)*	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089
Nombre d'actions émises	2 435 285 011	2 435 285 011	2 435 285 011	2 412 824 089	2 412 824 089
Nombre maximum d'actions futures à créer :					
• par conversion d'obligations	-	-	-	-	-
• par exercice d'options de souscription	-	-	20 823 223	10 083 705	15 803 200
Opérations et résultat de l'exercice *(en millions d'euros)*					
Chiffre d'affaires hors taxes	17 939	19 891	24 562	28 608	27 915
Résultat avant impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	245	391	390	424	749
Impôts sur les sociétés *(chiffres entre parenthèse = produit d'impôt)*	(672)	(540)	(378)	(768)	(542)
Participation des salariés due au titre de l'exercice	-	-	-	-	-
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements et provisions et transfert des amortissements de caducité	448	268	411	663	890
Montant des bénéfices distribués (y compris part des actions propres)	2 416	2 414	2 402	3 576	3 503
Résultat par action *(en euros)*					
Résultat après impôt et participation mais avant amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,38	0,38	0,32	0,49	0,54
Résultat après impôt, participation des salariés, amortissements, provisions et transfert des amortissements de caducité	0,18	0,11	0,17	0,27	0,37
Dividende versé par action [(1)]	1,00	1,00	1,00	1,50	1,50
Personnel					
Effectif moyen pendant l'exercice	5 182	5 461	5 879	6 367	6 641
Montant de la masse salariale de l'exercice	332	343	357	377	374
Montant versé au titre des avantages sociaux (cotisations versées à la sécurité sociale et aux régimes de retraites, œuvres sociales…)	256	262	330	396	363

(1) Il sera proposé à l'Assemblée Générale statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2016 de verser un dividende unitaire de 1 euro par action, soit un montant total de 2 397 millions d'euros sur la base du nombre d'actions émises au 31 décembre 2016. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis plus de deux ans au 31 décembre 2016 et maintenue jusqu'à la date de mise en paiement du dividende.

6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale, nous vous présentons notre rapport relatif à l'exercice clos le 31 décembre 2016, sur :

- le contrôle des comptes annuels de la société ENGIE, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la justification de nos appréciaitons
- les vérifications et informations spécifiques prévues par la loi.

Les comptes annuels ont été arrêtés par le conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre audit, d'exprimer une opinion sur ces comptes.

1. Opinion sur les comptes annuels

Nous avons effectué notre audit selon les normes d'exercice professionnel applicables en France ; ces normes requièrent la mise en œuvre de diligences permettant d'obtenir l'assurance raisonnable que les comptes annuels ne comportent pas d'anomalies significatives. Un audit consiste à vérifier, par sondages ou au moyen d'autres méthodes de sélection, les éléments justifiant des montants et informations figurant dans les comptes annuels. Il consiste également à apprécier les principes comptables suivis, les estimations significatives retenues et la présentation d'ensemble des comptes. Nous estimons que les éléments que nous avons collectés sont suffisants et appropriés pour fonder notre opinion.

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.

Sans remettre en cause l'opinion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note C de l'annexe qui expose les conséquences de la première application du règlement ANC 2015-06 sur la comptabilisation du mali technique de fusion.

2. Justification des appréciations

Les estimations comptables ont été réalisées dans un contexte de baisse prolongée des marchés de l'énergie dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme. C'est dans ce contexte, décrit en note B de l'annexe aux comptes annuels, qu'en application des dispositions de l'article L. 823-9 du Code de commerce relatives à la justification de nos appréciations, nous avons procédé à nos propres appréciations et que nous portons à votre connaissance les éléments suivants :

- Comme indiqué dans la note B de l'annexe aux comptes annuels, la valeur comptable des titres de participation pour lesquels votre société s'inscrit dans une logique de détention durable est ramenée à sa valeur d'utilité si celle-ci est inférieure. Dans le cadre de notre appréciation des estimations significatives retenues pour l'arrêté des comptes, nous avons examiné les données et les hypothèses clés utilisées pour la détermination de la valeur d'utilité, apprécié la sensibilité des évaluations à ces hypothèses ainsi que la procédure d'approbation de ces estimations par la direction. Nous avons également revu les calculs effectués par votre société et vérifié que la note 4C de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.
- En ce qui concerne les ventes d'électricité et de gaz aux segments de clientèle faisant l'objet d'une relève de compteur en cours d'exercice comptable, votre société procède à une estimation du chiffre d'affaires à partir d'estimations de consommation des clients homogènes avec l'allocation du gestionnaire de réseau sur la même période et d'estimations de prix de vente moyen. Nos travaux ont consisté à apprécier les méthodologies et les hypothèses retenues pour le calcul des estimés et à vérifier que la note B de l'annexe aux comptes annuels donne une information appropriée.

Les appréciations ainsi portées s'inscrivent dans le cadre de notre démarche d'audit des comptes annuels, pris dans leur ensemble, et ont donc contribué à la formation de notre opinion exprimée dans la première partie de ce rapport.

3. Vérifications et informations spécifiques

Nous avons également procédé, conformément aux normes d'exercice professionnel applicables en France, aux vérifications spécifiques prévues par la loi.

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 documents adressés aux actionnaires sur la situation financière et les comptes annuels.

Concernant les informations fournies en application des dispositions de l'article L. 225-102-1 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.

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.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 10 mars 2017

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce

07

Informations complémentaires

7.1 Dispositions légales et statutaires particulières 376

7.1.1 Objet social de l'Émetteur 376
7.1.2 Organes d'administration et de direction 376
7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions 378
7.1.4 Modification des droits attachés aux actions 379
7.1.5 Assemblées Générales 379
7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations 380
7.1.7 Modification du capital 380

7.2 Contentieux (litiges et arbitrages) et procédures d'enquêtes (actualisation) 381

7.3 Documents accessibles au public 381

7.3.1 Politique d'information 381
7.3.2 Calendrier des communications financières 381

7.4 Responsable du Document de Référence 382

7.4.1 Personne responsable du Document de Référence 382
7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel 382

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes 383

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires 383
7.5.2 Commissaires aux comptes suppléants 383

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 de l'Émetteur

La Société 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 au chapitre 4 «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, à chaque Censeur, 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

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 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 ; les Administrateurs représentants des salariés ainsi que le représentant des salariés actionnaires sont désignés conformément aux dispositions des articles L. 225-27 et suivants et L. 225-23 du Code de commerce et des statuts.

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.

Droits et devoirs des Administrateurs

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 règlements, 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

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

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, par un Vice-Président ou, à défaut, par le Directeur Général Délégué, 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

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

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

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 à la Section 4.4 «Direction Générale» et dans le rapport du Président à la Section 4.1. «Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques».

Décisions du Conseil d'Administration

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

Toute convention intervenant directement ou par personne interposée entre ENGIE et l'un des Administrateurs, son Directeur Général, son 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 l'alinéa précédent 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

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 et des Rémunérations, 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 s'appliqueront 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 appelée à se tenir en 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 Contentieux (litiges et arbitrages) et procédures d'enquêtes (actualisation)

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 27 de la Section 6.2 «Comptes Consolidés».

Pour les litiges mentionnés à la note 27.4.2. des comptes consolidés relative aux pratiques sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité, il est renvoyé au communiqué de presse du 22 mars 2017 relatif aux décisions de l'Autorité de la concurrence.

7.3 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 et, pour certains d'entre eux, sur le site de l'AMF (amf-france.org).

7.3.1 Politique d'information

Ana Busto

Directeur Général Adjoint, en charge de la Communication et de la Marque du groupe ENGIE.

Téléphone : 01 44 22 00 00

Adresse : 1 place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie

Site internet : engie.com

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.

7.3.2 Calendrier des communications financières

Publication des résultats annuels 2016	2 mars 2017
Publication des résultats du premier trimestre 2017	5 mai 2017
Assemblée Générale des actionnaires	12 mai 2017
Publication des résultats semestriels 2017	28 juillet 2017

7.4 Responsable du Document de Référence

7.4.1 Personne responsable du Document de Référence

Isabelle Kocher, Directeur Général

7.4.2 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 22 mars 2017

Le Directeur Général

Isabelle Kocher

7.5 Mandats des Commissaires aux comptes

7.5.1 Commissaires aux comptes titulaires

Deloitte & Associés

Société représentée par Mme Véronique Laurent.

185 avenue Charles-de-Gaulle, 92524 Neuilly-sur-Seine 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 M. Pascal Macioce.

1/2 place des Saisons, 92400 Courbevoie – Paris La Défense 1

Ernst & Young et Autres, Commissaire aux comptes titulaire de la Société depuis le 1er janvier 2002, 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.

7.5.2 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 1er janvier 2002, 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)

195 avenue Charles-de-Gaulle, 92200 Neuilly-sur-Seine

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.

Annexe A – Lexique

Table de conversion 386
Unités de mesure 386
Sigles et acronymes 387
Glossaire 389

Table de conversion

1 kWh	0,09 m^3 de gaz naturel (soit 1 m^3 de gaz = 11 kWh)
1 GWh	91 000 m^3 de gaz naturel
1 TWh ou 1 milliard de kWh	91 millions de m^3
1 milliard de m^3 de gaz	6,2 millions de barils équivalent pétrole (Mbep)

Les unités de conversion mentionnées ci-dessus sont celles couramment utilisées par les professionnels du secteur de l'énergie. Elles sont fournies à titre purement indicatif dans ce document.

Unités de mesure

A	Ampère
Bar	Unité de mesure de la pression des fluides, notamment du gaz naturel (1 bar : 105 Pascal)
Bep	Baril équivalent pétrole (1 baril = 159 litres)
G	Giga (1 milliard)
GBq	Giga becquerel
Gm^3	Giga m^3 (1 milliard de mètres cubes)
GW	Gigawatt (1 milliard de watts)
GWh	Gigawattheure (1 million de kilowattheures)
GWhéq	GWh équivalent électrique
J	Joule
k	Kilo (mille)
kW	Kilowatt (mille watts)
kWh	Kilowattheure (mille wattheures)
m	Mètre
m^2	Mètre carré
m^3	Mètre cube
M	Méga (million)
Mbep	Million de barils équivalent pétrole
Mtpa	Million de tonnes par an
MW	Mégawatt (1 million de watts)
MWc	Mégawatt crête (unité de mesure de puissance des installations solaires photovoltaïques)
MWe	Mégawatt électrique
MWh	Mégawattheure (mille kilowattheures)
T	Téra (mille milliards)
TBq	Térabecquerel
t/h	Tonne par heure
TWh	Térawattheure (1 milliard de kilowattheures)
V	Volt
W	Watt
Wh	Wattheure

Sigles et acronymes

ACP	Autorité de Contrôle Prudentiel des établissements bancaires
AGM	Assemblée Générale Mixte
AMF	Autorité des marchés financiers
ATRD	Accès des Tiers au Réseau de Distribution – voir Glossaire
BtoB	*Business to Business* (clientèle d'entreprises)
BtoC	*Business to Consumer* (clientèle de particuliers)
BtoT	*Business to Territories* (clientèle de villes et territoires)
BAR	Base d'Actifs Régulés – voir Glossaire
BU	*Business Unit* (unité opérationnelle)
Capex	*Capital expenditures* (dépenses d'investissement)
CEE	Comité d'Entreprise Européen
CER	*Certified Emission Reduction* (certificat de réduction d'émission de gaz à effet de serre) – voir Glossaire
CNIL	Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés
CO_2	Dioxyde de carbone
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie – voir Glossaire
EBITDA	*Earnings Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization*
E&P	Exploration-production d'hydrocarbures
EMAS	*Eco Management and Audit Scheme* (Système de Management Environnemental et d'Audit) – voir Glossaire
EMTN	*Euro Medium Term Notes* (Bons à moyen terme négociables)
ENR	Énergies Nouvelles et Renouvelables : éolien, solaire, hydraulique…
ERM	*Enterprise Risk Management* (gestion des risques de l'entreprise)
EUA	*European Union Allowance* (droits d'émission européens)
FLNG	*Floating Liquefied Natural Gas* (gaz naturel liquéfié flottant)
FSRU	Unité flottante de stockage et de regazéification du GNL
GES	Gaz à Effet de Serre – voir Glossaire
GIE	Groupement d'Intérêt Économique
GNL	Gaz Naturel Liquéfié – voir Glossaire
GNV	Gaz Naturel Véhicule – voir Glossaire
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié – voir Glossaire
IAS	*International Accounting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB jusqu'en 2002)
IASB	*International Accounting Standards Board*
IEG	Industries Électriques et Gazières – voir Glossaire
IFRS	*International Financial Reporting Standards* (normes comptables élaborées au niveau international par l'IASB depuis 2002)
IG	Intégration Globale
INCOME	*Internal Control Management & Efficiency* (programme de contrôle interne du groupe ENGIE)
IoT	*internet of things* (internet des objets)
IP	Intégration Proportionnelle
IPP	*Independent Power Producer* (producteur indépendant d'électricité) – voir Glossaire
ISO	*International Organization for Standardization* – voir Glossaire
MEE	Mise en équivalence
NOx	Oxyde d'azote
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Économiques
ONG	Organisation Non Gouvernementale
OPCVM	Organismes de Placement Collectif de Valeurs Mobilières
Opex	*Operating expenses* (charges d'exploitation)
PEG	Plan d'Épargne Groupe
PME	Petites et Moyennes Entreprises
PPA	*Power Purchase Agreement* (contrat d'achat/vente d'électricité, souvent à long terme)
PSI	Prestataire de Services d'Investissement – voir Glossaire
R&D	Recherche et Développement

RH	Ressources humaines
ROCE	*Return On 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)
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.
Affrètement	Contrat par lequel un armateur (le fréteur) s'engage à mettre à disposition d'un tiers (l'affréteur) un navire moyennant le paiement d'une somme (le fret). Il existe plusieurs types de contrat d'affrètement : • affrètement coque nue : le navire est livré mais sans équipage, combustible, ni provisions de route ; • affrètement au voyage : l'armateur s'engage à transporter une cargaison d'un port à un autre port à un prix convenu ; • affrètement au temps : l'armateur met à la disposition de l'affréteur, pour une certaine période (pouvant aller jusqu'à 20 ans), un navire avec son équipage, moyennant un prix mensuel lié au tonnage.
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.
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 novembre 2016.
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…).
Dessalement	Procédé permettant de réduire la concentration en sels des eaux afin de les rendre propres à la consommation humaine ou animale ainsi que pour divers usages, notamment industriels.

Distribution	Les réseaux de distribution sont des ensembles d'ouvrages constitués principalement de canalisations à moyenne ou basse pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs qui ne sont pas raccordés directement au réseau principal ou à un réseau régional de transport.
Droits en nature des concédants	Le poste Droits en nature des concédants est un poste spécifique aux entreprises délégataires de services publics. Il est la contrepartie des immobilisations en concession inscrites à l'actif du bilan. Sa valorisation traduit l'obligation de remise gratuite au concédant au terme du contrat, des immobilisations affectées au service public concédé, de sorte que, au terme d'un contrat donné, la valeur du poste Droits en nature des concédants est égale à la valeur nette comptable des immobilisations devant être remises au concédant.
EBITDA at Risk	L'*EBITDA at Risk* mesure la perte potentielle d'EBITDA, à une probabilité donnée, sous l'effet de variations des prix et des volatilités, sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de portfolio management. Si l'horizon de temps considéré est d'un an calendaire et l'intervalle de confiance 95%, un *EBITDA at Risk* de 100 millions d'euros indique que la probabilité de perdre entre le 1er janvier et le 31 décembre plus de 100 millions d'euros d'EBITDA du fait des variations de prix des commodités est de 5%.
Électricité verte	L'électricité verte est l'électricité certifiée produite à partir d'énergies renouvelables.
Eco Management and Audit Scheme (EMAS)	Système de Management Environnemental et d'Audit, fondé sur une certification ISO 14001 et une déclaration environnementale certifiée par des vérificateurs européens, approuvée par la Commission européenne et publiée.
Exploration	Ensemble des méthodes mises en œuvre pour découvrir de nouveaux gisements d'hydrocarbures.
Facility management	Ensemble des prestations de management des services et utilité complémentaires à la fourniture d'énergie d'un client industriel. Ces prestations sont relatives à la gestion de l'environnement du client : gardiennage, propreté et hygiène, conduite et maintenance des équipements techniques, maîtrise d'ouvrage déléguée pour les travaux, gestion des équipements de sécurité, standard et accueil…
Gaz à Effet de Serre (GES)	Gaz atmosphérique qui contribue à maintenir la chaleur émise sur terre par le soleil. Les industries, les voitures, le chauffage, l'élevage, etc. produisent des gaz dont certains renforcent l'effet de serre. L'augmentation significative des gaz à effet de serre produits par l'activité humaine est, entre autres, responsable du réchauffement de la planète et de ses conséquences sur l'écosystème.
Gaz coussin	Quantité de gaz emmagasinée dans un stockage souterrain et qui peut ne pas être complètement récupérée après son injection.
Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL)	Hydrocarbures légers gazeux dans les conditions normales de température et de pression et maintenus à l'état liquide en élevant la pression ou en abaissant la température.
Gaz Naturel Liquéfié (GNL)	Gaz naturel mis en phase liquide par l'abaissement de sa température à – 162 °C permettant de réduire 600 fois son volume.
Gaz Naturel Véhicule (GNV)	Composé à 100% de gaz naturel, il est essentiellement utilisé dans les transports urbains et les véhicules de propreté.
Gaz utile	Gaz disponible à l'intérieur d'un stockage souterrain et susceptible d'être soutiré.
Hub gazier	Plate-forme d'échange (point de jonction d'un réseau de transport où arrive le gaz en provenance de plusieurs sources et qui offre la possibilité physique d'échanger des volumes de gaz entre ces sources et les marchés finaux).
Independent Power Producer (IPP)	Producteur d'électricité indépendant dont les activités ne sont pas régulées par l'État. Le classement des IPP est uniquement basé sur les projets développés en dehors du pays d'origine.
Industries électriques et gazières (IEG)	Ensemble des entreprises qui produisent, transportent ou distribuent de l'électricité ou du gaz en France et qui satisfont aux dispositions de la loi de nationalisation du 8 avril 1946. La branche des IEG regroupe l'ensemble des entreprises dont le personnel relève du statut du personnel des IEG.
International Organization for Standardization (ISO)	Organisation visant à définir des référentiels (norme/standard industriel utilisé comme référentiel).
ISO 14001	Norme internationale destinée à vérifier l'organisation des procédures et méthodes d'unités organisationnelles d'une entreprise, ainsi que la mise en place efficace de la politique de l'environnement et de ses objectifs environnementaux.
ISO 9001	Norme internationale qui définit des critères de qualité au sein des procédures de travail. Elle concerne la conception d'un produit, la maîtrise de l'outil de production et du procédé de fabrication ainsi que le contrôle qualité du produit final.
Liquéfaction du gaz naturel	Transformation du gaz naturel de la forme gazeuse à la forme liquide pour son transport par navire et/ou son stockage.
Marché spot	Marché sur lequel s'opèrent les achats et les ventes d'énergie à court terme (à la journée ou jusqu'à trois ans).
Méthanier	Navire transportant dans ses soutes du gaz naturel liquéfié (GNL) refroidi à – 163 °C.

Modulation	Terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages – régulé ou négocié – est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas des États-Unis).
Ouvrages de raccordement	Ensemble des ouvrages assurant le raccordement d'un site de consommation ou d'un réseau de distribution au réseau de transport. Les ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou plusieurs branchements et d'un ou plusieurs postes de livraison.
Partenariat public-privé	Ce partenariat repose sur un contrat par lequel l'autorité publique confie certaines missions à un délégataire en lui fixant des objectifs. Les pouvoirs publics fixent les objectifs de service à l'opérateur privé tout en conservant la propriété du patrimoine et le pouvoir de régulation. Les collectivités locales ont de plus en plus recours à ce type de partenariat dans la gestion de leurs services de l'eau.
Point d'échange de gaz	Point virtuel, rattaché à une zone d'équilibrage, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.
Prestataire de Services d'Investissement (PSI)	Prestataire de Services d'Investissement dont le rôle principal est de transmettre et de traiter les ordres de bourse.
Réseau principal	Ensemble d'ouvrages de transport de gaz naturel à haute pression et de grand diamètre, qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. À ces ouvrages sont rattachés les réseaux régionaux ainsi que certains consommateurs industriels et réseaux de distribution.
Réseau régional	Ensemble d'ouvrages de transport à haute pression et de grand diamètre qui relient entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux de transport voisins, les stockages et les terminaux méthaniers. Les réseaux régionaux, les réseaux de distribution ainsi que certains consommateurs industriels y sont rattachés.
Réserves 2P	Réserves prouvées et probables : estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) que l'on peut extraire dans l'avenir, à partir des gisements existants et avec une probabilité d'au moins 50% d'après les données géologiques et techniques. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées	Estimation des quantités d'hydrocarbures (pétrole brut, gaz naturel et liquides de gaz naturel) sur la base de données géologiques et techniques avec l'assurance raisonnable de pouvoir extraire ces quantités au cours des années à venir à partir de gisements existants. L'extraction doit répondre à des critères économiques qui tiennent compte d'une évolution des prix dans le futur, de la valorisation des hydrocarbures et des taux de change.
Réserves prouvées développées	Réserves prouvées qui peuvent être produites à partir d'installations existantes.
Réserves prouvées non développées	Réserves prouvées qui nécessitent le forage de nouveaux puits sur des surfaces vierges ou des investissements significatifs supplémentaires à partir d'installations existantes, comme par exemple une unité de compression.
Spark spread	Marge brute d'une centrale à gaz, équivalant à la différence entre le prix de vente de l'électricité et le prix d'achat du combustible nécessaire pour produire cette électricité. Le *spark spread* doit couvrir l'ensemble des autres coûts (exploitation, maintenance, coût du capital, coûts financiers…).
Station de compression	Installation industrielle qui comprime le gaz naturel afin d'optimiser la circulation des flux dans les canalisations.
Station de pompage	Station ou installation de production d'énergie qui fonctionne selon un procédé qui consiste à pomper de l'eau entre réservoirs à des altitudes différentes. Lorsque les prix de l'électricité sont bas (généralement la nuit), l'électricité du réseau électrique est utilisée pour pomper l'eau vers un réservoir supérieur puis, aux heures de pics de consommation, lorsque les prix de l'électricité sont plus élevés, l'eau est rejetée dans le réservoir inférieur *via* une turbine.
Stockage	Installation qui permet notamment de stocker du gaz naturel en été, lorsque la consommation est plus faible, et de déstocker du gaz naturel en hiver, lorsque la consommation est plus forte. Le stockage de gaz est une installation industrielle, principalement souterraine, permettant aux fournisseurs de gaz naturel d'effectuer une réserve de gaz naturel.
Stockage souterrain	Utilisation de formations géologiques poreuses, de cavités naturelles ou créées artificiellement (salines ou aquifères) pour le stockage des hydrocarbures liquides ou gazeux.
Stress test	Test effectué pour évaluer la résistance à un scénario catastrophe.
Take-or-pay	Contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.
Tête de puits	Ensemble de raccords, vannes, buses, manomètres, thermomètres, etc. installés à la sortie d'un puits de production.
Terminal méthanier	Installation industrielle qui assure la réception, le déchargement, la mise en réservoir, la regazéification du GNL ainsi que l'émission du gaz naturel à l'état gazeux vers le réseau de transport. Installation portuaire, avec installations annexes, destinées à accueillir des navires transportant du gaz naturel liquéfié (GNL).
Tolling	Contrat de transformation pour le compte d'un tiers d'un combustible (gaz…) en électricité.

Total Shareholder Return (TSR)	Taux de rentabilité d'une action sur une période donnée qui intègre les dividendes reçus et la plus-value réalisée.
Trading d'énergie	Activité d'échange de contrats physiques ou financiers sur les marchés de court terme de l'énergie (marchés de gré à gré et bourses).
Transport	Les réseaux de transport sont des ensembles d'ouvrages constitués de canalisations à haute pression. Ils acheminent le gaz naturel vers les consommateurs industriels directement raccordés et vers les réseaux de distribution.
Value at Risk (VaR)	La *Value at Risk* est un indicateur global pour mesurer l'exposition du portefeuille par rapport au risque de variations des prix et des volatilités. Il indique le montant de perte potentielle qui ne devrait être dépassé qu'avec une probabilité donnée sur un horizon temporel donné. Cet indicateur est particulièrement adapté pour mesurer les risques de marché des activités de *trading*. À titre d'exemple, si l'horizon de temps est 1 jour et l'intervalle de confiance 99%, une VaR de 5 millions d'euros indique que la probabilité de perdre quotidiennement plus de 5 millions d'euros est de 1%, soit 2 ou 3 fois par an.
Virtual Power Plant (VPP)	Capacité de production virtuelle. Il s'agit d'un dispositif qui consiste à mettre à disposition d'un tiers une bande de capacité de production, contre rémunération, sans que le tiers ne possède de part dans un actif et sans qu'il n'en soit l'opérateur.
Zone d'équilibrage	Ensemble comprenant des points d'entrée, des points de livraison et un point d'échange de gaz au sein duquel l'expéditeur doit assurer un équilibrage.

Annexe B – Tables de concordance

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004 394

Informations sociales, environnementales et sociétales 397

Informations relatives au rapport de gestion 400

Informations relatives au rapport financier annuel 402

Informations relatives au rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques 403

Informations relatives au rapport établi conformément à l'article L.225-37-2 du Code de commerce 404

B

Tableau de concordance avec le règlement CE n° 809/2004

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis par l'annexe 1 du règlement CE N° 809/2004, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
1. Personnes responsables	7.4 Responsable du Document de Référence	382
1.1 Personnes responsables	7.4.1 Personne responsable du Document de Référence	382
1.2 Attestation des personnes responsables	7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	382
2. Contrôleurs légaux des comptes	7.5 Mandats des Commissaires aux comptes	383
2.1 Contrôleurs légaux des comptes	7.5 Mandats des Commissaires aux comptes	383
2.2 Démission/départ de contrôleurs légaux des comptes	N/A	
3. Informations financières sélectionnées	1.2.1 Indicateurs financiers	12
4. Facteurs de risque	2. Facteurs de risque	41
5. Informations concernant l'émetteur		
5.1 Histoire et évolution de la Société	1.1.2 Histoire et évolution de la Société	6
5.2 Investissements		
5.2.1 Principaux investissements réalisés	6.1.1.6.2 Investissements nets des produits de cessions	193
5.2.2 Principaux investissements en cours	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	14
5.2.3 Principaux investissements que compte réaliser l'émetteur à l'avenir	1.1.4 Priorités stratégiques	9
6. Aperçu des activités		
6.1 Principales activités	1.1.1 Présentation générale	6
	1.1.3 Organisation	7
	1.2 Chiffres clés	12
	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	14
6.2 Principaux marchés	1.1.7 Positions concurrentielles	11
	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	1.3 Présentation des activités du Groupe	14
6.3 Événements exceptionnels	N/A	
6.4 Degré de dépendance à l'égard de brevets, licences ou contrats	1.5 Politique de l'innovation, recherche et développement	37
	2.3 Risques opérationnels	48
6.5 Position concurrentielle	1.1.7 Positions concurrentielles	11
7. Organigramme		
7.1 Description sommaire du Groupe	1.1.3 Organisation	7
7.2 Liste des filiales importantes	6.2 Comptes consolidés – Note 3 (Principales filiales au 31 décembre 2016)	227
8. Propriétés immobilières, usines et équipements		
8.1 Immobilisations corporelles importantes	1.4 Propriétés immobilières, usines et équipements	35
8.2 Questions environnementales pouvant influencer l'utilisation des immobilisations corporelles	3.3 Informations environnementales	81
9. Examen de la situation financière et du résultat	6.1.1 Rapport d'activité	182
10. Trésorerie et capitaux	6.1.2 Trésorerie et capitaux	196
10.1 Capitaux propres	6.1.1.6 Autres postes de l'état de situation financière	192
10.2 Flux de trésorerie	6.1.1.5 Évolution de l'endettement net	190
10.3 Conditions d'emprunt et structure de financement	6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	196
	5.1.6 Titres non représentatifs du capital	173
	6.2 Comptes consolidés – Note 16 (Instruments financiers)	286
10.4 Restrictions à l'utilisation des capitaux	6.1.2.2 Restriction à l'utilisation des capitaux	196

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
10.5 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissement	6.1.2.3 Sources de financement attendues pour honorer les engagements relatifs aux décisions d'investissements	196
11. Recherche et développement, brevets et licences	1.5 Politique de l'innovation, recherche et développement	37
12. Information sur les tendances		
12.1. Principales tendances ayant affecté la production, les ventes et les stocks, les coûts et les prix de vente	1.1.4 Priorités stratégiques	9
	6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations	183
12.2 Tendances connues, incertitudes ou demandes, engagements ou événements raisonnablement susceptibles d'influer sensiblement sur les perspectives de l'émetteur	6.1.1.2 Perspectives	183
13. Prévisions ou estimations du bénéfice	N/A	
14. Organes d'administration, de direction et de surveillance et Direction Générale		
14.1 Informations concernant les membres des organes d'administration et la Direction Générale	4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	100
	4.4 Direction Générale	128
14.2 Conflits d'intérêt au niveau des organes d'administration, de direction et de surveillance et de la Direction Générale	4.1.1.7 Indépendance des Administrateurs en exercice – conflits d'intérêts	114
15. Rémunération et avantages		
15.1 Montant de la rémunération versée et des avantages en nature	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
15.2 Montant provisionné aux fins du versement de pensions, retraites ou d'autres avantages	4.6.3 Provision de retraite	151
16. Fonctionnement des organes d'administration et de direction		
16.1 Durée du mandat des Administrateurs	4.1.1.2 Administrateurs en exercice	101
16.2 Contrats de service avec les Administrateurs prévoyant l'octroi d'avantages à leur terme	4.5.3 Contrats de service liant les membres des organes d'administration ou de direction	132
16.3 Comité d'Audit et Comité de Rémunération	4.1.4 Les comités permanents du Conseil	117
16.4 Conformité au régime de gouvernement d'entreprise en vigueur	4.1.3.2 Organisation et fonctionnement du Conseil d'Administration	116
17. Salariés		
17.1 Effectif et répartition des salariés	3.2.7 Données sociales	67
17.2 Participations et stock-options	4.1.1.6 Nombre d'actions et stock-options d'ENGIE détenues par les Administrateurs en exercice	114
	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
17.3 Accords prévoyant une participation des salariés dans le capital de l'émetteur	3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	64
18. Principaux actionnaires		
18.1 Franchissements de seuils légaux	5.2.3 Franchissement des seuils légaux	179
18.2 Droits de vote	5.1.1 Capital social et droits de vote	166
18.3 Contrôle	5.2.2 Répartition du capital	179
	5.2.4 Action spécifique	179
18.4 Accord relatif au changement de contrôle	5.2.4 Action spécifique	179
19. Opérations avec des apparentés	4.5 Rapport spécial des Commissaires aux comptes sur les conventions et engagements réglementés, transactions entre parties liées, contrats de service	129
20. Informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de l'émetteur		
20.1 Informations financières historiques	6.2 Comptes consolidés	197
	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	325
	6.4 Comptes sociaux	327
	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	372
20.2 Informations financières pro forma	N/A	

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
20.3 États financiers consolidés	6.2 Comptes consolidés	197
	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	325
20.4 Vérification des informations financières historiques annuelles		
20.4.1 Vérification des informations financières historiques	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	325
	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	372
20.4.2 Autres informations figurant dans le Document de Référence et vérifiées par les contrôleurs légaux	N/A	
20.4.3 Informations financières figurant dans le Document de Référence et non tirées des états financiers certifiés de l'émetteur	N/A	
20.5 Date des dernières informations financières	6.2 Comptes consolidés	197
	6.4 Comptes sociaux	327
20.6 Informations financières intermédiaires et autres	N/A	
20.7 Politique de distribution de dividendes	5.2.5 Politique de distribution des dividendes	180
20.8 Procédures judiciaires et d'arbitrage	6.2 Comptes consolidés – Note 27 (Litiges et concurrence)	320
	2.3.3 Risques juridiques	50
	7.2 Contentieux (litiges et arbitrages) et procédures d'enquêtes	381
20.9 Changement significatif de la situation financière ou commerciale	6.2 Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	323
21. Informations complémentaires		
21.1 Capital social	5.1 Informations sur le capital et les titres non représentatifs du capital	166
21.1.1 Capital souscrit et capital autorisé non émis	5.1.1 Capital social et droits de vote	166
	5.1.2 Capital potentiel et titres donnant accès au capital	166
	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	167
21.1.2 Actions non représentatives du capital	5.1.6 Titres non représentatifs du capital	173
21.1.3 Actions détenues par l'émetteur ou ses filiales	5.1.5 Rachat d'actions	172
21.1.4 Valeurs mobilières convertibles, échangeables ou assorties de bons de souscription	N/A	
21.1.5 Droits d'acquisition et obligations attachées au capital souscrit, mais non libéré, ou à toute augmentation de capital	N/A	
21.1.6 Options sur le capital de membres du Groupe	5.2.4 Action spécifique	179
21.1.7 Historique du capital social	5.1.4 Évolution du capital social au cours des 5 derniers exercices	171
21.2 Acte constitutif et statuts	7.1 Dispositions légales et statutaires particulières	376
21.2.1 Objet social	7.1.1 Objet social de l'Émetteur	376
21.2.2 Organes d'administration et de direction	7.1.2 Organes d'administration et de direction	376
21.2.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	378
21.2.4 Modification des droits des actionnaires	7.1.4 Modification des droits attachés aux actions	379
21.2.5 Assemblées Générales	7.1.5 Assemblées Générales	379
21.2.6 Dispositions pouvant retarder, différer ou empêcher un changement de contrôle	5.2.4 Action spécifique	179
	7.1.3 Droits, privilèges et restrictions attachés aux actions	378
21.2.7 Divulgation des franchissements de seuil	7.1.6 Dispositions relatives à la divulgation des participations	380
21.2.8 Modification du capital	7.1.7 Modification du capital	380
22. Contrats importants	6.1.2 Trésorerie et capitaux	196
	6.2 Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	236
	6.2 Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	322
23. Informations provenant de tiers, déclarations d'experts et déclarations d'intérêt	N/A	

Informations prévues à l'annexe 1 du règlement CE n° 809/2004	Chapitre du Document de Référence	Page
24. Documents accessibles au public	7.3 Documents accessibles au public	381
25. Informations sur les participations	6.2 Comptes consolidés – Note 3 (Participations dans les entreprises mises en équivalence)	227

Informations sociales, environnementales et sociétales

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments requis par l'article R. 225-105-1 du Code de commerce, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
Informations sociales			
Emploi	L'effectif total et la répartition des salariés par sexe, par âge et par zone géographique	3.2.7 Données sociales	67
	Les embauches et les licenciements	3.2.1.1 la Mobilité interne au service de la transformation du Groupe	60
		3.2.7 Données sociales	67
	Les rémunérations et leur évolution	3.2 Informations sociales	60
		3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	64
		3.2.7 Données sociales	67
		6.2 Comptes consolidés – Note 25	319
Organisation du travail	L'organisation du temps de travail	3.2.7 Données sociales	67
	Absentéisme	3.2.7 Données sociales	67
Relations sociales	L'organisation du dialogue social, notamment les procédures d'information et de consultation du personnel et de négociation avec celui-ci	3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	62
	Le bilan des accords collectifs	3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	62
Santé et sécurité	Les conditions de santé et de sécurité au travail	3.2.6 Politique de santé et sécurité	65
	Le bilan des accords signés avec les organisations syndicales ou les représentants du personnel en matière de santé et de sécurité au travail	3.2.6 Politique de santé et sécurité	65
	Les accidents du travail, notamment leur fréquence et leur gravité, ainsi que les maladies professionnelles	3.2.7 Données sociales	67
Formation	Les politiques mises en œuvre en matière de formation	3.2.1.3 La Formation pour développer les compétences et l'employabilité des collaborateurs	60
	Le nombre total d'heures de formation	3.2.7 Données sociales	67
Égalité de traitement	Les mesures prises en faveur de l'égalité entre les femmes et les hommes	3.2.1 Les politiques de développement et de mobilité des ressources humaines	60
	Les mesures prises en faveur de l'emploi et de l'insertion des personnes handicapées	3.2.3 Engagement social : développer une entreprise citoyenne, diverse et solidaire	62
	La politique de lutte contre les discriminations	3.2.7 Données sociales	67

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
Promotion et respect des stipulations des conventions fondamentales de l'Organisation internationale du travail relatives	Au respect de la liberté d'association et du droit de négociation collective	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	65 58
	À l'élimination des discriminations en matière d'emploi et de profession	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	65 58
	À l'élimination du travail forcé ou obligatoire	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	65 58
	À l'abolition effective du travail des enfants	3.2.5.2 Accords collectifs Groupe 3.1 Éthique et compliance	65 58
Informations environnementales			
Politique générale en matière environnementale	L'organisation de la Société pour prendre en compte les questions environnementales et, le cas échéant, les démarches d'évaluation ou de certification en matière d'environnement	3.3.2 Le management environnemental	82
	Les actions de formation et d'information des salariés menées en matière de protection de l'environnement	Hormis les formations liées à l'utilisation d'outils techniques du domaine, l'environnement ne fait pas l'objet de formation spécifique mais est plutôt intégré dans d'autres formations telles que celles du domaine de la santé sécurité.	
	Les moyens consacrés à la prévention des risques environnementaux et des pollutions	3.3.4.9 Une prévention active des risques environnementaux	89
	Le montant des provisions et garanties pour risques en matière d'environnement, sous réserve que cette information ne soit pas de nature à causer un préjudice sérieux à la Société dans un litige en cours	6.2 Comptes consolidés – Note 18 (Provisions) 3.3.4.4 L'énergie nucléaire 3.3.4.9 Une prévention active des risques environnementaux 3.3.4.11 L'utilisation des sols	301 87 89 90
Pollution	Les mesures de prévention, de réduction ou de réparation de rejets dans l'air, l'eau et le sol affectant gravement l'environnement	3.3.4.6 Les déchets	88
	La prise en compte des nuisances sonores et de toute autre forme de pollution spécifique à une activité	3.3.4.10 Les nuisances	90
Économie circulaire	La prévention et gestion des déchets	3.3.4.6 Les déchets	88
	Les mesures de prévention, de recyclage, de réutilisation, d'autres formes de valorisation et d'élimination des déchets	3.3.4.1 Le changement climatique 3.3.4.6 Les déchets	84 88
	Les actions de lutte contre le gaspillage alimentaire	3.3.4.6 Les déchets	88
	L'utilisation durable des ressources	3.3.4.5 L'eau 3.3.4.6 Les déchets	87 88
	La consommation d'eau et l'approvisionnement en eau en fonction des contraintes locales	3.3.4.5 L'eau	87
	La consommation de matières premières et les mesures prises pour améliorer l'efficacité dans leur utilisation	3.3.4.2 Les énergies renouvelables 3.3.4.3 L'efficacité énergétique	86 86

Éléments requis		Chapitre du Document de Référence	Page
	La consommation d'énergie, les mesures prises pour améliorer l'efficacité énergétique et le recours aux énergies renouvelables	3.3.4.2 Les énergies renouvelables	86
		3.3.4.3 L'efficacité énergétique	86
	L'utilisation des sols	3.3.4.11 L'utilisation des sols	90
Changement climatique	Les rejets de gaz à effet de serre	3.3.4.1 Le changement climatique	84
	L'adaptation aux conséquences du changement climatique	3.3.4.1 Le changement climatique	84
Protection de la biodiversité	Les mesures prises pour préserver ou développer la biodiversité	3.3.4.8 La gestion de la biodiversité	89
Informations sociétales			
Impact territorial, économique et social de l'activité de la Société	En matière d'emploi et de développement régional	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires	91
	Sur les populations riveraines ou locales	3.4.1 Développement socio-économique dans les territoires	91
Relations entretenues avec les personnes ou les organisations intéressées par l'activité de la Société, notamment les associations d'insertion, les établissements d'enseignement, les associations de défense de l'environnement, les associations de consommateurs et les populations riveraines	Les conditions du dialogue avec ces personnes ou organisations	3.4.2 Dialogue avec les parties prenantes et partenariats	91
	Les actions de partenariat ou de mécénat	3.4.3 Mécénat sociétal, solidarité et lutte contre la précarité	91
Sous-traitance et fournisseurs	La prise en compte dans la politique d'achat des enjeux sociaux et environnementaux.	3.4.4 Achat, sous-traitance et fournisseurs	92
	L'importance de la sous-traitance et la prise en compte dans les relations avec les fournisseurs et les sous-traitants de leur responsabilité sociale et environnementale	3.4.4 Achat, sous-traitance et fournisseurs	92
	Les actions engagées pour prévenir la corruption	3.1 Éthique et compliance	58
Loyauté des pratiques	Les mesures prises en faveur de la santé et de la sécurité des consommateurs	3.1 Éthique et compliance	58
	Les autres actions engagées au titre du présent 3°, en faveur des droits de l'homme	3.1 Éthique et compliance	58

Informations relatives au rapport de gestion

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport de gestion requis par les dispositions légales et réglementaires.

Le tableau ci-après présente les éléments du rapport de gestion d'ENGIE au 31 décembre 2016 :

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
I – Activité			
L. 232-1-II du Code de commerce	Situation de la Société durant l'exercice écoulé	6.1.1 Rapport d'activité	182
		6.2 Comptes consolidés	197
	Évolution prévisible et perspectives d'avenir	6.1.1.2 Perspectives	183
	Événements importants survenus entre la date de clôture de l'exercice et la date à laquelle le rapport de gestion est établi	6.2 Comptes consolidés – Note 28 (Événements postérieurs à la clôture)	323
	Activités en matière de recherche et de développement	1.5 Politique de l'innovation, recherche et développements	37
		6.2 Comptes consolidés – Note 13.2 (Information sur les frais de recherche et développement)	272
R. 225-102 al. 1 du Code de commerce	Activité de la Société et de ses filiales au cours du dernier exercice écoulé	1.1.1 Présentation générale	6
		1.1.3 Organisation	7
		1.2 Chiffres clés	12
		1.1.4 Priorités stratégiques	9
		1.3 Présentation des activités du Groupe	14
L. 233-6, al. 2 du Code de commerce	Activité et résultats de l'ensemble de la Société et de ses filiales par branche d'activité	6.1.1.3 Activité et résultats consolidés des opérations	183
		6.1.1.4 Évolution des activités des secteurs reportables du Groupe	185
L. 225-100 al. 3 (1re phrase) et al. 5 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 1 du Code de commerce	Informations relatives à l'évolution des affaires, des résultats ainsi que de la situation financière de la Société et du Groupe (notamment situation d'endettement)	6.1.1 Rapport d'activité	182
		6.1.2.1 Conditions d'emprunt et structure de financement de l'émetteur	196
L. 225-100 al. 4 et 6 du Code de commerce L. 225-100-2 al. 2 et 4 du Code de commerce	Description des principaux risques et incertitudes et indication sur l'utilisation des instruments financiers, pour la Société et le Groupe	2 Facteurs de risque	41
		6.2 Comptes consolidés – Note 16 (Risques liés aux instruments financiers)	286
L. 441-6-1 du Code de commerce D. 441-4 du Code de commerce	Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs	6.1.1.8 Comptes sociaux	195
II – Informations à caractère financier			
L. 233-13 du Code de commerce	Répartition et évolution de l'actionnariat	5.2.2 Répartition du capital	179
		5.2.3 Franchissement de seuils légaux	179
		5.2.4 Action spécifique	179
	Nom des sociétés contrôlées participant à un autocontrôle de la Société et part du capital qu'elles détiennent	N/A	
L. 233-6, al. 1 du Code de commerce	Prises de participation significatives de l'exercice dans des sociétés ayant leur siège social sur le territoire français	6.2 Comptes consolidés – Note 4 (Principales variations de périmètre)	237
R. 225-102, al. 2 du Code de commerce	Tableau faisant apparaître les résultats de la Société au cours de chacun des 5 derniers exercices	6.4.4 Résultats et autres éléments caractéristiques de la Société au cours des cinq derniers exercices	371
L. 225-211 du Code de commerce	Acquisition et cession par la Société de ses propres actions	5.1.5 Rachat d'actions	172
		6.2 Comptes consolidés – Note 17 (Éléments sur capitaux propres)	298
L. 225-102 al. 1 L. 225-180 du Code de commerce	État de la participation des salariés au capital social	5.2.2 Répartition du capital	179
		3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	64

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
L. 225-102 al. 2 du Code de commerce	Titres acquis par les salariés dans le cadre d'une opération de rachat d'entreprise par les salariés	N/A	
L. 225-100, al. 7 du Code de commerce	Tableau récapitulatif des délégations en cours de validité accordées par l'Assemblée Générale en matière d'augmentations de capital	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	167
R. 228-90 et R. 228-91 du Code de commerce	Mention des ajustements éventuels pour les titres donnant accès au capital en cas de rachats d'actions ou d'opérations financières	N/A	
III – Informations juridiques et fiscales			
Article 243 bis du Code général des impôts	Montants des dividendes qui ont été mis en distribution au titre des trois exercices précédents	5.2.5 Politique de distribution des dividendes	180
L. 464-2 I al. 5 du Code de commerce	Injonctions ou sanctions pécuniaires pour des pratiques anticoncurrentielles	6.2 Comptes consolidés – Note 27 Litiges et concurrence	319
		2.3.3 Risques juridiques	47
		7.2 Contentieux (litiges et arbitrages) et procédures d'enquêtes	381
L. 225-100-3 du Code de commerce	Informations susceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique	3.2.4 Épargne salariale et Actionnariat Salarié	64
		4.1.1 Conseil d'Administration : composition – mandats – renseignements – indépendance	100
		4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	115
		4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
		5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	167
		5.2.2 Répartition du capital	179
		5.2.3 Franchissement de seuils légaux	179
		5.2.4 Action spécifique	179
		7.1 Dispositions légales et statutaires particulières	376
R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	3.2 Informations sociales	60
IV – Informations portant sur les mandataires sociaux			
L. 225-102-1, al. 1 à 3 du Code de commerce	Liste de l'ensemble des mandats et fonctions exercés dans toute société par chacun des mandataires durant l'exercice	4.1.1.3 Renseignements concernant les Administrateurs en exercice	103
L. 225-102-1, al. 4 du Code de commerce	Rémunérations et avantages de toute nature versés durant l'exercice à chaque mandataire social par la Société, les sociétés qu'elle contrôle et la Société qui la contrôle	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
		4.6.1 Rémunération des dirigeants mandataires sociaux	133
L. 225-185 al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution de stock-options, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de lever leurs options avant la cessation de leurs fonctions ; • soit de leur imposer de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions tout ou partie des actions issues d'options déjà exercées.	4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options	154
L. 621-18-2 du Code monétaire et financier Article 223-26 du Règlement général de l'AMF	Informations sur les opérations des dirigeants et personnes liées sur les titres de la Société	4.6.10 Récapitulatif des opérations déclarées par les dirigeants et les mandataires sociaux durant l'année 2016	163

B

Référence législative ou réglementaire	Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
L. 225-197-1, II al. 4 du Code de commerce	En cas d'attribution d'actions gratuites, mention de l'information selon laquelle le Conseil d'Administration a pris la décision : • soit d'interdire aux dirigeants de céder avant la cessation de leurs fonctions les actions qui leur ont été attribuées gratuitement ; • soit de fixer la quantité de ces actions qu'ils sont tenus de conserver jusqu'à la cessation de leurs fonctions.	4.6.5.1 Disponibilité des Actions de Performance et des actions issues de levées de stock-options	154
V – Informations environnementales et sociales			
L. 225-102-1 al. 5 et R. 225-105 du Code de commerce	Informations environnementales	2.4 Risques industriels 2.2.3 Impact du climat 3.3 Informations environnementales	52 47 81
L. 225-102-2 du Code de commerce	Informations spécifiques pour les sociétés exploitant au moins un site classé Seveso «seuil haut»	2.4.1 Installations industrielles et sites Seveso 3.3 Informations environnementales	52 81
L. 225-102-1 al. 4 et R. 225-104 du Code de commerce	Informations sociales	3.2 Informations sociales	60

Informations relatives au rapport financier annuel

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport financier annuel tels que mentionnés aux articles L. 451-1-2 du Code monétaire et financier et requis par l'article 222-3 du Règlement général de l'AMF.

Le tableau ci-après reprend les éléments du rapport financier annuel :

Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
Comptes annuels de la Société	6.4 Comptes sociaux	327
Comptes consolidés du Groupe	6.2 Comptes consolidés	197
Rapport de gestion	Voir table de concordance spécifique ci-avant	400
Attestation du responsable du rapport financier annuel	7.4.2 Attestation du responsable du Document de Référence contenant le rapport financier annuel	382
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes sociaux	6.5 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes annuels	372
Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	6.3 Rapport des Commissaires aux comptes sur les comptes consolidés	324
Honoraires des Commissaires aux comptes	6.2 Comptes consolidés – Note 29 (Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux)	323
Rapport du Président du Conseil d'Administration sur les conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil ainsi que sur les procédures de Contrôle interne mises en place par la Société	4.1 Rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques	100
Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE	4.3 Rapport des Commissaires aux comptes, établi en application de l'article L. 225-235 du Code de commerce, sur le rapport du Président du Conseil d'Administration de la société ENGIE	127

Informations relatives au rapport du Président du Conseil d'Administration sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures de contrôle interne et de gestion des risques

Le présent Document de Référence comprend tous les éléments du rapport du Président sur le gouvernement d'entreprise et sur les procédures le contrôle interne et de gestion des risques requis par l'article L. 225-37 du Code de commerce, tels que présentés dans le tableau ci-après :

Éléments requis	Chapitre du Document de Référence	Page
Composition du Conseil	4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration	100
Application du principe de représentation équilibrée des femmes et des hommes au sein du Conseil	4.1.1.1 Composition du Conseil d'Administration	100
Conditions de préparation et d'organisation des travaux du Conseil	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	115
Procédures de contrôle interne et de gestion des risques	4.1.7 Procédures de contrôle interne et de gestion des risques mises en place par la société	121
Limitation que le conseil d'administration apporte aux pouvoirs du directeur général	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	115
Risques financiers liés aux effets du changement climatique et mesures prises pour les réduire	2.2.3 Impact du climat	47
	3.3.4.1 Le changement climatique	84
Dispositions du code de gouvernement d'entreprise écartées	4.1.6 Code de gouvernement d'entreprise	120
Modalités particulières relatives à la participation des actionnaires à l'Assemblée Générale	4.1.8 Dispositions statutaires applicables à la participation des actionnaires aux Assemblées Générales	126
Principes et règles de détermination des rémunérations des mandataires sociaux	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
Éléments suceptibles d'avoir une incidence en cas d'offre publique (L. 225-100-3 du Code de commerce)	3.2.4 Epargne salariale et Actionnariat Salarié	64
	4.1.1 Conseil d'Administration : composition - mandats - renseignements - indépendance	100
	4.1.3 Conseil d'Administration : attributions - fonctionnement - activités	115
	4.6 Rémunérations et avantages des membres des organes d'administration et de direction	133
	5.1.3 Autorisations relatives au capital et aux valeurs mobilières donnant droit à l'attribution de titres de créances et utilisation des autorisations	167
	5.2.2 Répartition du capital	179
	5.2.3 Franchissement de seuils légaux	179
	5.2.4 Action spécifique	179
	7.1 Dispositions légales et statutaires particulières	376

Informations relatives au rapport établi conformément à l'article L.225-37-2 du Code de commerce

Le présent Document de Référence comprend les éléments requis par l'article L.225-37-2 du Code de commerce relatif aux principes et aux critères de détermination, de répartition et d'attribution de la rémunération totale et des avantages de toute nature, attribuables aux Dirigeants Mandataires Sociaux.

Référence législative ou réglementaire	Chapitre du Document de Référence	Page
L.225-37-2 du Code de commerce	4.6.1.9 Rapport du Conseil établi en application de l'article L. 225-37-2 du Code de commerce et portant sur les principes et les 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	149

Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier d'origine certifiée. Il est disponible sur le site library.engie.com où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être consultées, téléchargées ou commandées.

Conception & réalisation LABRADOR +33 (0)1 53 06 30 80

Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros
Siége social : 1 place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
TVA FR 13 542 107 651

engie.com