



---

Rapport d'activité et  
États financiers  
consolidés annuels  
**2017**

---





# SOMMAIRE

## 01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE .....	6
2	PERSPECTIVES .....	8
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS .....	9
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE .....	12
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT .....	19
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET .....	21
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE .....	24
8	COMPTES SOCIAUX .....	25

## 02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT .....	28
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL .....	29
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE .....	30
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES .....	32
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE .....	34

## 03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES .....	36
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2017 .....	63
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE .....	71
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE .....	80
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE .....	89
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE .....	93
Note 7	ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT .....	98
Note 8	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES .....	99
Note 9	RÉSULTAT FINANCIER .....	106
Note 10	IMPÔTS .....	108
Note 11	RÉSULTAT PAR ACTION .....	112
Note 12	GOODWILLS .....	113
Note 13	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES .....	120

Note 14	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	122
Note 15	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	125
Note 16	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	137
Note 17	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	151
Note 18	PROVISIONS.....	155
Note 19	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	161
Note 20	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	170
Note 21	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE.....	172
Note 22	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	174
Note 23	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	176
Note 24	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	178
Note 25	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	179
Note 26	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	180
Note 27	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	185
Note 28	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX.....	186
Note 29	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	187
Note 30	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE.....	188

# 01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

1	SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE .....	6
2	PERSPECTIVES .....	8
3	ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS .....	9
4	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE .....	12
5	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT.....	19
6	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET.....	21
7	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE .....	24
8	COMPTES SOCIAUX .....	25

# 1 SYNTHÈSE DES RÉSULTATS DU GROUPE

Les données relatives au compte de résultat et flux de trésorerie de l'exercice clos au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» à compter du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1 «Cession des activités d'exploration-production» des notes aux comptes consolidés). Le passage de l'information publiée à l'information comparative retraitée est présentée dans la Note 30 «Retraitement de l'information comparative» des notes aux comptes consolidés.

ENGIE réalise, au cours de l'exercice 2017, des résultats solides et en croissance organique significative, bénéficiant notamment des effets positifs du programme de performance *Lean 2018*.

Le **chiffre d'affaires** de 65,0 milliards d'euros est en croissance brute de 0,3% par rapport au 31 décembre 2016 et en croissance organique de 1,7%. La croissance brute est impactée par un effet de périmètre négatif (583 millions d'euros) lié principalement aux cessions des actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni partiellement compensées par l'acquisition de Keepmoat Regeneration, spécialisée dans la conception, la rénovation et l'amélioration des bâtiments, ainsi que par un effet de change défavorable (300 millions d'euros) notamment lié à l'évolution de la livre sterling. Le développement organique du chiffre d'affaires s'explique par l'accroissement des volumes et des prix de commodités vendus dans les activités d'achat-vente de gaz en Europe et de GNL en Asie, par la performance accrue du parc de production thermique d'électricité en Europe et en Australie, par l'effet de mises en service d'actifs et de hausses tarifaires en Amérique Latine, par les révisions tarifaires de 2016 des activités d'infrastructures en France. Ces développements positifs sont en partie compensés par la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France et par une moindre production d'électricité renouvelable d'origine hydraulique en France.

L'**EBITDA** s'élève à 9,3 milliards d'euros, en recul de 1,8% en brut mais en croissance organique significative (5,3%). La décroissance brute s'explique par un effet périmètre de -677 millions d'euros, principalement lié aux cessions d'actifs de production électrique *merchant* aux États-Unis en juin 2016 puis en février 2017, de Paiton en Indonésie à fin 2016, ainsi que par la comptabilisation en EBITDA, à compter de 2017, de la contribution nucléaire en Belgique (-142 millions d'euros) que compense partiellement un effet de change favorable lié notamment au réal brésilien. La croissance organique de l'EBITDA s'explique par les effets constatés au niveau du chiffre d'affaires (hors activités d'achat-vente de gaz et de GNL) auxquels s'ajoutent les effets du programme de performance *Lean 2018*. Cette évolution organique atteste de la bonne performance des moteurs de croissance (5,0%), c'est-à-dire les activités de production d'électricité renouvelable et thermique contractées, les activités d'infrastructures et de solutions clients.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de 6,4% mais en croissance organique de 5,0% pour atteindre 5,3 milliards d'euros. La croissance organique de l'EBITDA est atténuée par la hausse des charges d'amortissement résultant de l'augmentation des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires en Belgique comptabilisée fin 2016 en contrepartie d'un actif.

Le **résultat net part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 1,2 milliard d'euros au 31 décembre 2017, en forte amélioration par rapport au 31 décembre 2016. Cette amélioration intègre (i) de moindres pertes de valeur nettes d'impôt (ii) des gains enregistrés sur les cessions des centrales thermiques d'électricité *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, sur la cession d'une participation non consolidée dans Petronet LNG en Inde et de la participation résiduelle dans NuGen au Royaume-Uni et (iii) de la réduction du coût de la dette et de l'impôt exigible. Ces éléments sont partiellement compensés par (i) l'impact négatif de l'évolution de la juste valeur des contrats de couverture d'achat et de vente de commodités, (ii) des dotations aux provisions pour restructuration et (iii) l'impact comptable initial non-récurrent relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,4 milliard d'euros au 31 décembre 2017. Il intègre 0,2 milliard d'euros de résultat net part du Groupe des activités d'ENGIE E&P International («Activités non poursuivies»).

Le **résultat net récurrent part du Groupe des activités poursuivies** s'élève à 2,4 milliards d'euros au 31 décembre 2017, en baisse de 2,4% par rapport au 31 décembre 2016, la baisse du résultat opérationnel courant après

quote-part de résultat net des entreprises mises en équivalence étant en partie compensée par l'amélioration du résultat financier et du résultat fiscal récurrents.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 2,7 milliards d'euros, s'améliore par rapport à l'an passé. Il intègre 0,3 milliard d'euros de résultat net récurrent part du Groupe des activités d'ENGIE E&P International («Activités non poursuivies»).

Le **cash-flow des opérations** (*Cash-Flow From Operations*) reste solide, à un niveau de 8,3 milliards d'euros, bien qu'en recul de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette évolution s'explique par des effets de périmètre défavorables, une hausse des charges de restructuration et des règlements de litiges ainsi que par une évolution moins favorable du besoin en fond de roulement (BFR) principalement liée aux stocks de gaz en France.

La **dette nette** s'établit à 22,5 milliards d'euros, soit une réduction de 2,3 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (8,3 milliards d'euros), (ii) les effets du programme de rotation de portefeuille (4,8 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, la cession des participations dans Opus Energy et dans NuGen au Royaume-Uni, le classement en «Actifs détenus en vue de la vente» de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie, la cession de 25% de la participation dans Elengy (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz) et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde, et (iii) un effet change favorable (0,7 milliard d'euros). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur l'exercice (9,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,0 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,6 milliard euros). La dette nette a par ailleurs bénéficié de l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués (0,4 milliard d'euros).

## 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 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 **13,2 milliards d'euros** (soit près de 90% du programme total) dont **11,6 milliards d'euros déjà finalisés** <sup>(1)</sup> ;
- le **programme d'investissements** (14,3 milliards d'euros <sup>(2)</sup> d'investissements de croissance prévus sur 2016-2018). Le Groupe a annoncé, à ce jour, avoir **investi et sécurisé pour 13,9 milliards d'euros** (soit près de 97% du programme total) dont **10,2 milliards d'euros déjà finalisés** ;
- le **programme de performance Lean 2018**. Le Groupe augmente son objectif 2018 de 100 millions d'euros, soit un **gain net attendu de 1,3 milliard d'euros** au niveau de l'EBITDA à horizon 2018. À fin décembre 2017, 947 millions d'euros de gains nets cumulés au niveau de l'EBITDA ont été réalisés, ce qui est supérieur à l'objectif initial pour 2017 de 850 millions d'euros, et la totalité du programme révisé a d'ores et déjà été identifié.

Pour 2018, le Groupe prévoit un **résultat net récurrent part du Groupe, hors E&P et GNL, compris entre 2,45 et 2,65 milliards d'euros** <sup>(3)</sup>, en forte croissance organique par rapport à 2017. Cet objectif repose sur une fourchette indicative d'EBITDA de 9,3 à 9,7 milliards d'euros, en forte croissance organique également.

Pour 2018, le Groupe prévoit :

- un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5 x ; et
- une notation de catégorie «A».

Au titre des résultats **2017**, le Groupe confirme le paiement d'un dividende de 0,70 euro par action et par an, en numéraire.

Au titre des résultats **2018**, le Groupe annonce une nouvelle politique de dividendes, avec un **dividende en hausse (+7,1%) à 0,75 euro par action** en numéraire.

(1) En novembre 2017, ENGIE a annoncé avoir signé avec Total un accord de projet de cession des activités midstream et upstream de GNL, qui devrait être finalisé courant 2018. En 2018, ENGIE a finalisé la cession de l'activité d'E&P International et celle de la centrale à charbon Loy Yang B en Australie.

(2) Net des produits de cessions sur les activités de développement, de construction et de cession partielle des parcs éoliens et solaires (DBSO – Develop, Build, Share and Operate) ; hors capex E&P et amont GNL (dont Touat et Cameron) pour 0,3 milliard d'euros et Capex corporate pour 0,2 milliard d'euros.

(3) Ces objectifs et cette indication excluent les contributions de l'E&P et du GNL et reposent sur des hypothèses de température moyenne en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, d'absence de changements comptables significatifs autre que lié à IFRS 9 et IFRS 15, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2017 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2018 : €/€ : 1,22 ; €/BRL : 3,89 et ne tiennent pas compte d'impacts significatifs de cessions non encore annoncées.

## 3 ACTIVITÉ ET RÉSULTATS CONSOLIDÉS DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>65 029</b>	<b>64 840</b>	<b>+0,3%</b>	<b>+1,7%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>9 316</b>	<b>9 491</b>	<b>-1,8%</b>	<b>+5,3%</b>
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(4 044)	(3 855)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>5 273</b>	<b>5 636</b>	<b>-6,4%</b>	<b>+5,0%</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 31 décembre 2017 s'établit à 65,0 milliards d'euros, en augmentation de 0,3% par rapport au 31 décembre 2016. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de 1,7%. Ajustée de l'évolution défavorable des températures en France, moins froides qu'en 2016, la croissance organique est de 1,9%.

Les effets de périmètre ont un impact net négatif de -583 millions d'euros, provenant des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-836 millions d'euros), en Pologne (-440 millions d'euros), et au Royaume-Uni (-93 millions d'euros) que compensent partiellement l'acquisition de Keepmoat Regeneration (+473 millions d'euros). Les effets de change impactent défavorablement le chiffre d'affaires à hauteur de 300 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation de la livre sterling vis-à-vis de l'euro.

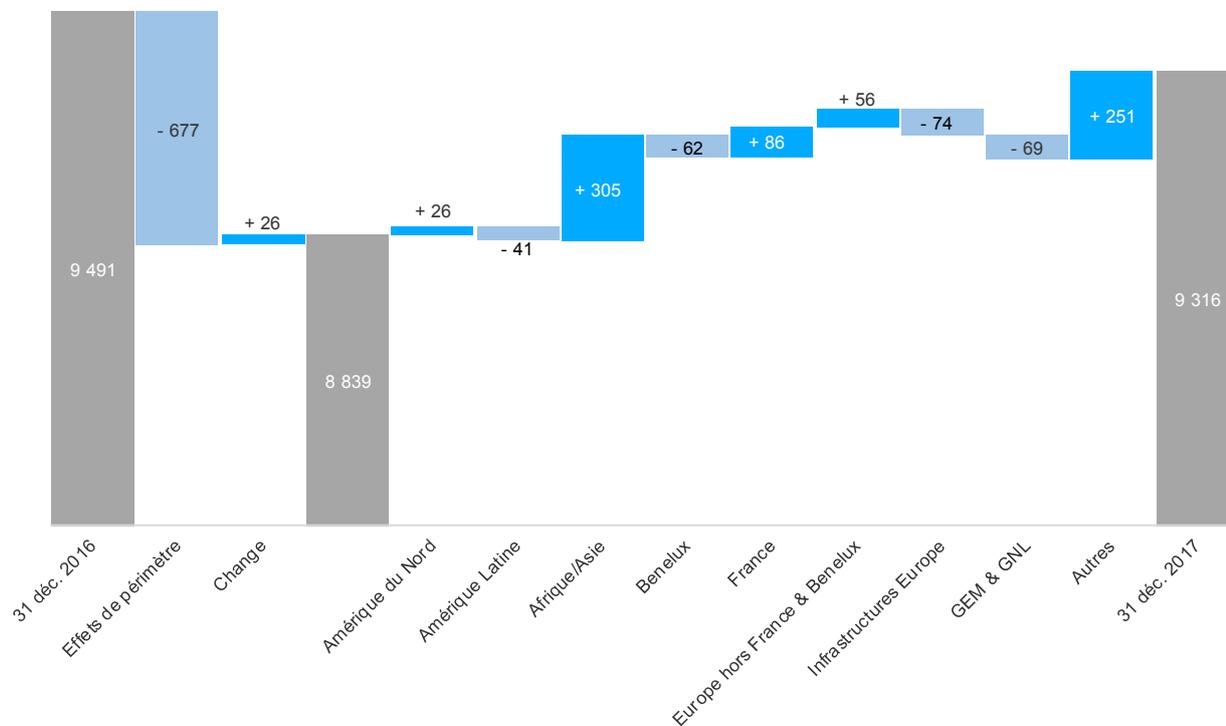
La progression organique du chiffre d'affaires s'explique par l'accroissement des volumes de commodités vendus en Europe dans les activités *d'achat-vente*, par la performance accrue du parc de production thermique d'électricité en Europe et en Australie, par l'effet de mises en service d'actifs et de hausses tarifaires en Amérique Latine, par les révisions tarifaires de 2016 des activités d'infrastructures régulées en France. Ces développements positifs sont en partie compensés par la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France et par une moindre production d'électricité renouvelable d'origine hydraulique en France.

L'évolution organique du Chiffre d'Affaires des secteurs du Groupe est ainsi (i) en croissance dans les secteurs GEM & GNL, Amérique Latine, Infrastructures Europe, Europe hors France et Benelux et Afrique/Asie, (ii) stable dans le secteur France, (iii) en léger recul dans les secteurs Amérique du Nord et Benelux et (iv) en recul significatif dans le secteur Autres.

L'**EBITDA** diminue de 1,8% pour s'établir à 9,3 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en croissance de 5,3%.

## ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact négatif de 677 millions d'euros et proviennent principalement (i) des cessions d'actifs de production hydraulique et thermique d'électricité *merchant* aux États-Unis (-329 millions d'euros) et de Paiton en Indonésie (-156 millions d'euros), (ii) ainsi que de la comptabilisation en EBITDA, à compter de 2017, de la contribution nucléaire en Belgique (-142 millions d'euros). Les impacts de change sont favorables et s'élèvent à 26 millions d'euros, essentiellement du fait de l'appréciation du réal brésilien vis-à-vis de l'euro.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à +477 millions d'euros (+5,3%). Cette évolution organique atteste de la bonne performance des moteurs de croissance <sup>(1)</sup> qui bénéficient notamment (i) des effets du programme de performance *Lean* 2018, (ii) des mises en service d'actifs notamment en Amérique Latine, et (iii) de la bonne performance des activités solutions clients en particulier grâce au développement dans les services. Ces éléments positifs sont partiellement compensés par (i) l'impact d'une reprise de provision en 2016 au Brésil, (ii) une forte baisse des volumes de production d'origine hydraulique en France, et par (iii) un effet température défavorable sur les activités d'infrastructures et de commercialisation de gaz en France. Par ailleurs, la performance des activités *merchant* est stable sur la période, les effets prix et volumes positifs dans les activités de production thermique d'électricité en Europe et en Australie étant compensés par la baisse des prix captés et de la production sur l'activité nucléaire en Belgique principalement.

Selon les secteurs, la performance organique de l'EBITDA est fortement contrastée :

- en Amérique du Nord, l'EBITDA est en forte croissance organique du fait de la bonne performance des activités de services et de la réalisation de réductions de coûts dans le cadre du plan *Lean* 2018, et malgré une moindre performance des activités de production d'électricité conservées ;
- en Amérique Latine, l'EBITDA est en léger recul organique principalement en raison de l'impact favorable d'une reprise de provision en 2016 au Brésil, compensée partiellement par des mises en service d'actifs au Mexique et

(1) Activités de production d'électricité renouvelable et thermique contractées, d'infrastructures et de solutions clients.

au Pérou, des révisions tarifaires positives au Mexique et en Argentine ainsi que par l'amélioration de la contribution de nos activités de production hydroélectrique au Brésil ;

- l'EBITDA du segment Afrique/Asie affiche une très forte croissance. Les moteurs de croissance bénéficient principalement de la mise en service de la centrale de AzZour North au Koweït et du contrat remporté en Arabie Saoudite pour la centrale électrique de Fadhili, de la bonne performance des activités de commercialisation notamment en Australie, et de l'augmentation des marges dans l'activité de distribution de gaz en Thaïlande. Ces éléments sont partiellement compensés par une moindre disponibilité des actifs en Thaïlande et en Turquie, ainsi que par des augmentations d'impôts sur les entités mises en équivalence à Oman et en Arabie-Saoudite. Par ailleurs, sur les activités *merchant*, la production d'électricité en Australie bénéficie de l'augmentation des prix et des volumes ;
- au Benelux, la décroissance organique de l'EBITDA s'explique par les activités *merchant*, l'activité nucléaire étant impactée par la baisse des prix de vente captés et par les arrêts non programmés des centrales de Tihange 1, Tihange 2 et Doel 3. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des moteurs de croissance sur les activités de service, de commercialisation de gaz et d'électricité, de production d'électricité renouvelable, ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du plan *Lean 2018* ;
- en France, l'amélioration de l'EBITDA, liée aux activités renouvelables et solutions clients, résulte de l'augmentation des volumes d'électricité sur le segment des particuliers, des marges dégagées sur les activités DBSO <sup>(1)</sup> (relatifs à des parcs éoliens et solaires) et de la bonne performance des activités de réseaux. Ces effets sont partiellement compensés par une moindre production électrique d'origine hydraulique, par la diminution des volumes et des marges de commercialisation de gaz sur le segment des particuliers, ainsi que par un effet température défavorable en France ;
- l'évolution de l'EBITDA du segment Europe hors France et Benelux atteste de la performance soutenue des moteurs de croissance. Celle-ci est principalement due à l'amélioration des marges et des volumes sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) au Royaume-Uni, aux activités de services et de distribution de gaz, ainsi qu'aux économies réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018* ;
- le segment Infrastructures Europe affiche une décroissance organique de l'EBITDA liée à la baisse de commercialisation des capacités de stockage en France, à l'effet négatif de la révision tarifaire sur l'activité de transport, et à l'évolution défavorable des températures en France ;
- l'EBITDA du segment GEM & GNL est en repli par rapport au 31 décembre 2016. Cette décroissance s'explique principalement par les activités *merchant* du fait d'effets prix négatifs, de révisions des conditions d'approvisionnement en gaz gazeux moins importantes en 2017 qu'en 2016, et de difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017 lors de la vague de froid. Ces effets négatifs sont partiellement compensés par les révisions de prix de contrats d'approvisionnement en GNL conclues en 2017 et par des économies de coûts réalisées dans le cadre du programme de performance *Lean 2018* ;
- l'EBITDA du segment Autres est en forte hausse organique, du fait notamment de la bonne performance des activités de production thermique à partir de gaz en Europe (activité *merchant*) et des activités de commercialisation d'électricité aux professionnels en France (solutions clients). Par ailleurs l'EBITDA a bénéficié des économies réalisées dans le cadre du programme *Lean 2018*, notamment au siège.

Le résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'établit à 5,3 milliards d'euros, en croissance organique de 5,0% par rapport au 31 décembre 2016 pour les raisons commentées au niveau de l'EBITDA. Les amortissements de l'exercice sont accrus par rapport au précédent exercice du fait de la révision triennale des obligations de démantèlement des centrales nucléaires en Belgique fin 2016.

---

(1) Develop Build Share and Operate.

## 4 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DES SECTEURS REPORTABLES DU GROUPE

### 4.1 Amérique du Nord

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	2 934	3 814	-23,1%	-1,8%
<b>EBITDA</b>	169	475	-64,3%	+18,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(50)	(45)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	120	430	-72,2%	+23,6%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique du Nord atteint 2 934 millions d'euros, en baisse brute de 23,1%, essentiellement du fait de la cession d'actifs de production d'électricité *merchant*. Le chiffre d'affaires est en léger repli organique de 1,8 % en raison du recul des activités de commercialisation et d'une moindre performance des actifs de production restants, attribuable principalement au non renouvellement de contrats à long terme favorables. Cette évolution a été partiellement compensée par une progression du chiffre d'affaires des activités de services.

Les ventes d'électricité ont chuté de 65,8 TWh à 41,3 TWh, essentiellement en raison de la cession des actifs de production *merchant*.

L'**EBITDA** atteint 169 millions d'euros, en baisse brute de 64,3% mais en croissance organique de 18,3%. Cette progression organique s'explique par une amélioration des résultats des activités de services mais aussi par des économies de coûts. Ces effets sont partiellement compensés par une moindre performance des actifs de production restants.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** atteint 120 millions d'euros, en baisse brute de 72,2% mais en croissance organique de 23,6% sous l'effet des variations de l'EBITDA précitées, auxquelles s'ajoute une légère diminution des dotations nettes aux amortissements

### 4.2 Amérique Latine

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	4 511	4 075	+10,7%	+8,3%
<b>EBITDA</b>	1 711	1 696	+0,9%	-2,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(433)	(412)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	1 278	1 284	-0,5%	-4,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Amérique latine atteint 4 511 millions d'euros, en hausse brute de 10,7%, sous l'effet de l'appréciation du réal brésilien, et en augmentation organique de 8,3%.

Au Brésil, le chiffre d'affaires a augmenté grâce à la mise en service du complexe éolien de Santa Monica ainsi que par la hausse des prix causée en partie par une faible hydraulité. Au Mexique, la hausse des tarifs de distribution et la mise en service de la centrale à gaz de Pánuco en octobre 2016 ont eu un impact favorable sur le chiffre d'affaires. Le Chili a bénéficié de l'indexation sur les prix de l'électricité (malgré des volumes plus faibles) et de l'augmentation de la demande en matière de regazéification. Le chiffre d'affaires en Argentine a augmenté grâce l'augmentation des tarifs de distribution en octobre 2016 puis en avril et décembre 2017. Au Pérou, la mise en service des centrales ChilcaPlus (mai 2016) et

Nodo Energetico (octobre 2016) a permis de compenser la baisse de la demande et la perte de contrats de vente d'électricité aux marges élevées.

Les ventes d'électricité restent stables à 59,3 TWh tandis que les ventes de gaz sont en baisse de -1,6 TWh et s'établissent à 28,9 TWh.

L'**EBITDA** s'élève à 1 711 millions d'euros, en hausse brute de 0,9% grâce à l'impact positif de l'appréciation du réal brésilien, et en décroissance organique de 2,4%. Cette légère baisse s'explique par une reprise de provision ponctuelle significative au Brésil en 2016, en partie compensée par les facteurs cités précédemment concernant le chiffre d'affaires auxquels s'ajoutent des résultats globalement meilleurs sur le marché spot brésilien, la comptabilisation d'une indemnité au titre de la résiliation d'un contrat d'achat d'électricité au Pérou, la mise en service du gazoduc Los Ramones au Mexique en juillet 2016 et d'importantes économies de coûts 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'établit à 1 278 millions d'euros, en variation organique de -4,3 % principalement du fait de l'évolution de l'EBITDA et de la hausse des amortissements liée à la mise en service d'actifs au Brésil, au Pérou et au Mexique.

### 4.3 Afrique/Asie

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	3 984	3 804	+4,7%	+6,5%
<b>EBITDA</b>	1 323	1 162	+13,8%	+30,5%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(256)	(239)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	1 067	923	+15,6%	+34,7%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Afrique/Asie atteint 3 984 millions d'euros, ce qui représente une variation brute de +4,7% et une croissance organique de 6,5%. La contribution des activités de services d'une société acquise en Australie en 2016 est partiellement compensée par l'effet négatif du taux de change dû à la dépréciation du dollar américain face à l'euro et à la vente de la centrale à charbon de Meenakshi en Inde en septembre 2016. La croissance organique s'explique essentiellement par la hausse des prix sur le marché australien qui a eu un effet positif sur le parc de production, par l'augmentation des volumes des activités de commercialisation en Australie ainsi que par le contrat de la centrale électrique de Fadhili remporté en Arabie Saoudite. Des travaux de maintenance programmées en Thaïlande, ainsi qu'une disponibilité réduite des centrales et des prix du gaz en baisse en Turquie ont partiellement atténué ces effets positifs.

Les ventes d'électricité atteignent 44,9 TWh, en baisse de 6,1 TWh, du fait notamment de la fermeture de la centrale à charbon australienne d'Hazelwood à la fin du premier trimestre et de la vente de la centrale de Meenakshi.

L'**EBITDA** atteint 1 323 millions d'euros, en croissance brute de 13,8% principalement dû à l'effet favorable de l'acquisition de Tabreed (réseaux de froid) aux Émirats Arabes Unis en septembre 2017, qui compense la vente de la centrale à charbon de Paiton en décembre 2016. La croissance organique atteint 30,5%, principalement du fait d'une amélioration de la performance des activités de production et de commercialisation en Australie, d'une augmentation des marges du distributeur de gaz thaïlandais PTT NGD, de la mise en service de la centrale Az Zour North au Koweït, de l'impact du contrat Fadhili remporté en Arabie saoudite et de l'issue favorable de certains litiges au Moyen-Orient. Ces performances sont partiellement compensées par des disponibilités réduites en Thaïlande et en Turquie, ainsi que par l'impact des hausses d'impôts pesant sur les résultats de nos entreprises associées à Oman et en Arabie Saoudite.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 1 067 millions d'euros, en variation organique de +34,7% pour les mêmes raisons que celles énoncées pour l'EBITDA.

## 4.4 Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	8 865	9 044	-2,0%	-1,9%
<b>EBITDA</b>	551	755	-26,9%	-8,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(561)	(383)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	(9)	371	-102,5%	-64,3%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Benelux s'établit à 8 865 millions d'euros, en recul de 2,0% par rapport à l'exercice 2016. Cette diminution s'explique essentiellement par le recul des volumes vendus sur le segment des professionnels en Belgique ainsi que par l'impact de la baisse du prix des commodités sur les activités de commercialisation. Les activités de services, soutenues par un bon niveau d'activité en Belgique, enregistrent quant à elles une progression de 5,1% de leur chiffre d'affaires.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité s'établissent à 37,9 TWh et affichent un recul (0,9 TWh) par rapport à l'exercice 2016. Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité s'élèvent à 9,8 TWh, en progression de 1,4 TWh.

Les ventes de gaz naturel progressent de 0,2 TWh pour s'établir à 49,4 TWh au 31 décembre 2017.

L'**EBITDA** s'établit à 551 millions d'euros, en décroissance organique de 8,2% par rapport à 2016. Cette diminution s'explique par la baisse des prix de vente captés de la production d'électricité et par une moindre disponibilité du parc nucléaire du fait principalement des arrêts non programmés des centrales de Tihange 1, Tihange 2 et Doel 3. Ces effets sont en partie compensés par la bonne performance des activités de service, des activités de commercialisation de gaz et d'électricité, ainsi que par les économies réalisées dans le cadre du plan *Lean* 2018. Au-delà de ces éléments sur la variation organique, la décroissance brute de l'EBITDA de 26,9% est également affectée par la comptabilisation de la contribution nucléaire en EBITDA à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017. La contribution due au titre de l'année 2017 s'élève à 142 millions d'euros.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la diminution de l'EBITDA et est également impacté négativement par une augmentation des charges d'amortissement résultant de l'augmentation du montant des actifs de démantèlement comptabilisée fin 2016 dans le cadre de la révision triennale des provisions nucléaires.

## 4.5 France

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	16 659	20 332	-18,1%	+0,1%
<b>EBITDA</b>	1 475	1 315	+12,2%	+6,6%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(593)	(620)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	882	695	+26,9%	+12,8%

(1) Chiffres d'affaires et EBITDA 2016 y compris Entreprises et Collectivités (E&C), transféré vers le secteur Autres au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

### VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	Variation brute en %
Ventes de gaz	94,7	102,6	-7,7%
Ventes d'électricité	34,3	34,2	+0,0%

(1) Les ventes de gaz et électricité ne comprennent pas au 31 décembre 2016 la contribution d'E&C(cf. section 3.9).

## CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,3)	1,6	(1,9)

Le **chiffre d'affaires** du secteur France s'établit à 16 659 millions d'euros, en baisse brute de 18,1% et en augmentation organique de 0,1%. La baisse brute s'explique par le transfert des activités de commercialisation de gaz et d'électricité du secteur France (Entreprises et Collectivités «E&C») vers le secteur Autres. La légère hausse organique provient de la croissance du chiffre d'affaires dans les activités de services, que compense la moindre production d'électricité d'origine hydraulique.

Les ventes de gaz naturel hors transfert d'E&C diminuent de 7,9 TWh dont 6,0 TWh du fait des pertes de clients particuliers liées à la pression concurrentielle et 1,9 TWh liés à l'effet température. Les ventes d'électricité hors transfert d'E&C augmentent de 0,1 TWh majoritairement en raison de la hausse des volumes d'électricité vendus sur le segment des particuliers compensée par la baisse de la production électrique d'origine hydraulique.

L'**EBITDA** s'établit à 1 475 millions d'euros, en hausse de 6,6% en organique, du fait de la croissance des volumes d'électricité vendus sur le segment des particuliers, des marges dégagées sur les activités DBSO <sup>(1)</sup> (relatifs à des parcs éoliens et solaires) et de la bonne performance des activités de réseaux et ce, malgré la forte baisse de la production hydraulique et la perte de clients particuliers gaz.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 882 millions d'euros, en croissance organique de 12,8%.

## 4.6 Europe hors France &amp; Benelux

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	8 848	8 118	+9,0%	+4,0%
<b>EBITDA</b>	655	612	+7,0%	+9,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(216)	(202)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	439	410	+7,2%	+17,0%

Le **chiffre d'affaires** du secteur Europe hors France & Benelux s'établit à 8 848 millions et affiche une croissance organique de 4,0% qui s'explique principalement par des effets prix et volumes positifs sur les activités de commercialisation (électricité et gaz) au Royaume-Uni et par la croissance des activités de services. Au-delà de ces effets organiques, l'impact de change négatif sur la livre sterling est plus que compensé par la contribution au chiffre d'affaires de la société Keepmoat Regeneration acquise fin avril 2017.

Les ventes d'électricité s'élèvent à 30,3 TWh, en augmentation de 0,6 TWh <sup>(2)</sup> par rapport au 31 décembre 2016. Les ventes de gaz, qui ont progressé de 2,9 TWh pour s'établir à 71,1 TWh, ont notamment bénéficié des conditions météorologiques favorables en Roumanie.

L'**EBITDA** s'élève à 655 millions d'euros et enregistre une croissance organique de 9,7%. Cette progression est principalement due à l'amélioration des marges et des volumes sur les activités de commercialisation (électricité et gaz)

(1) Develop Build Share and Operate.

(2) Intègre les ventes des cogénérations en Italie par rapport aux données publiées au 31 décembre 2016 : 0,5 TWh.

au Royaume-Uni, aux activités de services et de distribution de gaz, ainsi qu'aux économies réalisées 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'établit à 439 millions d'euros, en croissance organique de 17% en lien avec l'évolution positive de l'EBITDA.

## 4.7 Infrastructures Europe

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	3 488	3 267	+6,8%	+6,9%
<b>Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)</b>	6 712	6 762	-0,7%	
<b>EBITDA</b>	3 384	3 459	-2,1%	-2,2%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(1 444)	(1 390)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	1 940	2 068	-6,2%	-6,2%

Le **chiffre d'affaires** total du secteur Infrastructures Europe, y compris opérations intra-groupe, s'élève 6 712 millions d'euros, en léger retrait de 0,7%, du fait en France d'une moindre commercialisation des capacités de stockage, de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+4,6% au 1<sup>er</sup> avril 2016 et -3,1% au 1<sup>er</sup> avril 2017) et de regazéification, et d'un effet température défavorable sur l'activité de distribution de gaz, partiellement compensés par des ventes de capacités de court terme de transport en Allemagne. L'impact global des révisions du tarif d'accès aux infrastructures de distribution en France reste positif (+2,8% au 1<sup>er</sup> juillet 2016 et -2,05% au 1<sup>er</sup> juillet 2017).

Le **chiffre d'affaires** contributif atteint 3 488 millions d'euros en progression de 6,8% par rapport à 2016. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers en France. Le chiffre d'affaires de transport en Allemagne est également en progression.

L'**EBITDA** s'établit sur la période à 3 384 millions d'euros, en retrait de 2,1% par rapport à l'année précédente reflétant principalement l'évolution du chiffre d'affaires total.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à 1 940 millions d'euros, en retrait de 6,2% par rapport à 2016 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service chez GRTgaz (Arc de Dierrey fin 2016 notamment) et chez GRDF (notamment les nouveaux compteurs communicants).

## 4.8 GEM & GNL

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	9 391	8 981	+4,6%	+4,9%
<b>EBITDA</b>	(82)	3	NA	NA
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(55)	(77)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	(137)	(74)	-85,2%	-52,9%

Le **chiffre d'affaires** du secteur GEM & GNL au 31 décembre 2017 s'élève à 9 391 millions d'euros, en hausse organique de 4,9% par rapport à fin décembre 2016. Cette évolution s'explique à la fois par la hausse des volumes et des prix des commodités vendues dans les activités d'achat-vente de gaz en Europe et dans les activités de GNL en Asie.

L'**EBITDA** s'établit à -82 millions d'euros, en baisse par rapport à fin décembre 2016, principalement du fait des effets prix négatifs, de révisions des conditions d'approvisionnement en gaz gazeux moins importantes en 2017 qu'en 2016, et des

difficultés d'approvisionnement en gaz dans le sud de la France en janvier 2017. Ces effets ont été partiellement compensés par l'impact positif de la révision des prix de contrats d'approvisionnement de GNL conclue courant 2017 et par des économies de coûts réalisées 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 -137 millions d'euros à fin décembre 2017, en décroissance brute et organique, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

## 4.9 Autres

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	Variation brute en %	Variation organique en %
<b>Chiffre d'affaires</b>	<b>6 347</b>	<b>3 405</b>	<b>+86,4%</b>	<b>-9,4%</b>
<b>EBITDA</b>	<b>128</b>	<b>15</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(436)	(487)		
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>(308)</b>	<b>(472)</b>	<b>+34,8%</b>	<b>+59,1%</b>

(1) Chiffres d'affaires et EBITDA 2016 hors Entreprises et Collectivités (E&C), transféré vers le secteur Autres au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

## VOLUMES D'ÉNERGIE VENDUS

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	Variation brute en %
Ventes de gaz en France	42,3	51,5	-17,8%
Ventes d'électricité en France	46,1	45,2	+2,0%

(1) Les données au 31 décembre 2016 incluent les volumes comptabilisés par E&C intégré au secteur reportable Autres au 1<sup>er</sup> janvier 2017.

## CORRECTION CLIMATIQUE FRANCE

En TWh	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	(0,1)	0,5	(0,6)

Le secteur Autres englobe les activités de (i) la BU Génération Europe, (ii) la BU Tractebel, (iii) la BU GTT, (iv) la BU Autres qui englobe Solairedirect, ainsi que les activités de *holdings* et *corporate* qui comprennent notamment les entités dédiées au financement centralisé du Groupe et la contribution de l'entreprise associée SUEZ. A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, le segment Autres intègre également les activités de commercialisation du gaz et d'électricité vis-à-vis des professionnels en France (Entreprises et Collectivités «E&C»), anciennement comptabilisées dans le secteur France.

Le **chiffre d'affaires** s'établit à 6 347 millions d'euros, en augmentation brute de 86% et en baisse organique de 9,4%. Les principaux effets non organiques proviennent du transfert interne des activités de E&C au 1<sup>er</sup> janvier 2017, compensé partiellement par la cession, au cours de l'année 2017, des activités de génération thermique en Pologne et au Royaume-Uni. La décroissance organique provient de la baisse des ventes de gaz naturel aux professionnels en France du fait de pertes de clients, de l'impact de la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley au Royaume-Uni, partiellement compensées par la meilleure performance des centrales à gaz en Europe notamment en France et en Belgique et par la hausse des prix captés.

Les ventes de gaz naturel diminuent de 9,2 TWh dont 0,6 TWh liés à l'effet température et 8,6 TWh du fait de la forte pression concurrentielle. ENGIE dispose d'une part de marché de 21% sur le marché d'affaires contre 25% fin 2016. Les ventes d'électricité sont en hausse de 0,9 TWh à 46,1 TWh, bénéficiant d'un meilleur niveau de production des centrales à gaz en Europe et de la poursuite des gains de part de marché électricité sur le segment des professionnels en France. Ces améliorations sont partiellement compensées par la cession des actifs thermiques en Pologne en mars 2017 et en Royaume-Uni en octobre 2017, et de la fermeture en juin 2016 de la centrale de Rugeley.

L'**EBITDA** s'élève à 128 millions d'euros, en croissance brute et organique par rapport à fin 2016, du fait principalement de la bonne performance des activités de génération thermique en Europe avec la hausse des marges captées constatée. L'amélioration des parts de marché sur l'électricité dédiée aux professionnels en France et une meilleure gestion du *management* des risques sont partiellement compensées par la perte de part de marché sur le gaz.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit sur la période à -308 millions d'euros, en hausse brute et organique, en lien avec celle de l'EBITDA.

## 5 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2017</b>	<b>31 déc. 2016 <sup>(1)</sup></b>	<b>Variation brute en %</b>
<b>Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>5 273</b>	<b>5 636</b>	<b>-6,4%</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	1 279	
Pertes de valeur	(1 317)	(4 035)	
Restructurations	(671)	(450)	
Effets de périmètre	752	544	
Autres éléments non récurrents	(911)	(850)	
<b>Résultat des activités opérationnelles</b>	<b>2 819</b>	<b>2 124</b>	<b>+32,7%</b>
Résultat financier	(1 296)	(1 321)	
Impôts sur les bénéfices	425	(481)	
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>1 948</b>	<b>322</b>	
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>290</b>	<b>(158)</b>	
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>2 238</b>	<b>163</b>	<b>NA</b>
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>1 423</b>	<b>(415)</b>	
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	<i>1 226</i>	<i>(304)</i>	
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	<i>196</i>	<i>(111)</i>	
<b>Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>815</b>	<b>579</b>	
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>722</i>	<i>626</i>	
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>93</i>	<i>(47)</i>	

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 2 819 millions d'euros, en progression par rapport au 31 décembre 2016 principalement en raison (i) de moindres pertes de valeur comptabilisées sur l'exercice 2017, (ii) des gains enregistrés sur des cessions d'actifs et de titres disponibles à la vente, partiellement compensés par (iii) l'impact négatif de la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières, (iv) la baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence, (v) des charges de restructurations plus importantes et (vi) l'impact comptable initial non-récurrent relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion (BU GEM).

Le RAO est impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers à caractère opérationnel qui a un impact négatif de 307 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant aux opérations non qualifiées de couverture comptable), contre une incidence positive de 1 279 millions d'euros au 31 décembre 2016. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement négatifs sur ces positions, et par des effets nets négatifs liés au déboucement de positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2016 ;
- des pertes de valeurs nettes de 1 317 millions d'euros, contre 4 035 millions d'euros au 31 décembre 2016. Le Groupe a constaté au 31 décembre 2017 des pertes de valeur nettes de 481 millions d'euros sur les *goodwills*, 788 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 48 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 Infrastructures (stockage), Autres (principalement sur la BU Génération Europe), Afrique/Asie, 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 -1 146 millions d'euros. Les pertes de valeur sont présentées en détail dans la Note 8.2 «Pertes de valeur» des états financiers consolidés. En 2016, le Groupe avait constaté des pertes de valeur nettes de 1 690 millions d'euros sur les *goodwills*, 2 201 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels et 144 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 Benelux, GEM & GNL, France et Amérique du Nord ;

- des charges de restructuration de 671 millions d'euros (contre 450 millions d'euros au 31 décembre 2016) comprenant principalement les coûts du programme de performance *Lean* 2018 sur les fonctions siège du Groupe ;
- des «Effets de périmètre» qui s'élèvent à 752 millions d'euros, comprenant notamment les gains enregistrés sur les cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* au États-Unis pour 540 millions d'euros, de l'intégralité de la participation résiduelle de 38,10% du Groupe dans NuGen pour 93 millions d'euros, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni pour 61 millions d'euros et de la centrale de production d'électricité Polaniec pour 57 millions d'euros (cf. Note 4.1) ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de -911 millions d'euros comprenant notamment (i) l'impact comptable initial non-récurrent, s'élevant à -1 243 millions d'euros relatif au changement de mode de comptabilisation des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, d'un contrat d'échange d'électricité ainsi qu'à l'identification de contrats de capacités de transport et de stockage du Groupe répondant à la définition comptable de contrats déficitaires dans leur nouvel environnement de gestion (cf. Note 8.5), et (ii) le résultat de cession de la participation de 10% du Groupe dans la société Petronet LNG en Inde s'élevant à +349 millions d'euros.

Le **résultat financier** est stable et s'élève à -1 296 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre -1 321 millions d'euros au 31 décembre 2016 (cf. Note 9).

La **charge d'impôt** au 31 décembre 2017 s'établit à +425 millions d'euros (contre -481 millions d'euros au 31 décembre 2016). Elle comprend un produit d'impôt de +1 531 millions d'euros relatif aux éléments non récurrents du compte de résultat (contre +843 millions d'euros en 2016), lesquels incluent notamment pour (i) +479 millions d'euros l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes, (ii) +359 millions d'euros l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués et (iii) +298 millions d'euros d'économies d'impôt relatives à l'impact initial et non-récurrent du changement de mode de comptabilisation de certains contrats mentionnés ci-dessus concernant la BU GEM. Retraité de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 29,3%, en diminution par rapport au taux effectif récurrent de 2016 (36,1%) en raison notamment de la comptabilisation en EBITDA de la contribution nucléaire en Belgique à compter de 2017, ainsi que de l'abrogation en France de la contribution de 3% sur les revenus distribués.

Le **résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à +722 millions d'euros, contre +626 millions d'euros au 31 décembre 2016. Son augmentation résulte d'une amélioration des résultats opérationnels notamment en Asie/Pacifique, de reprises de pertes de valeur au Royaume-Uni, dont les effets sont atténués par l'enregistrement en 2016 de la plus-value de cession d'une participation de 50% dans Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili.

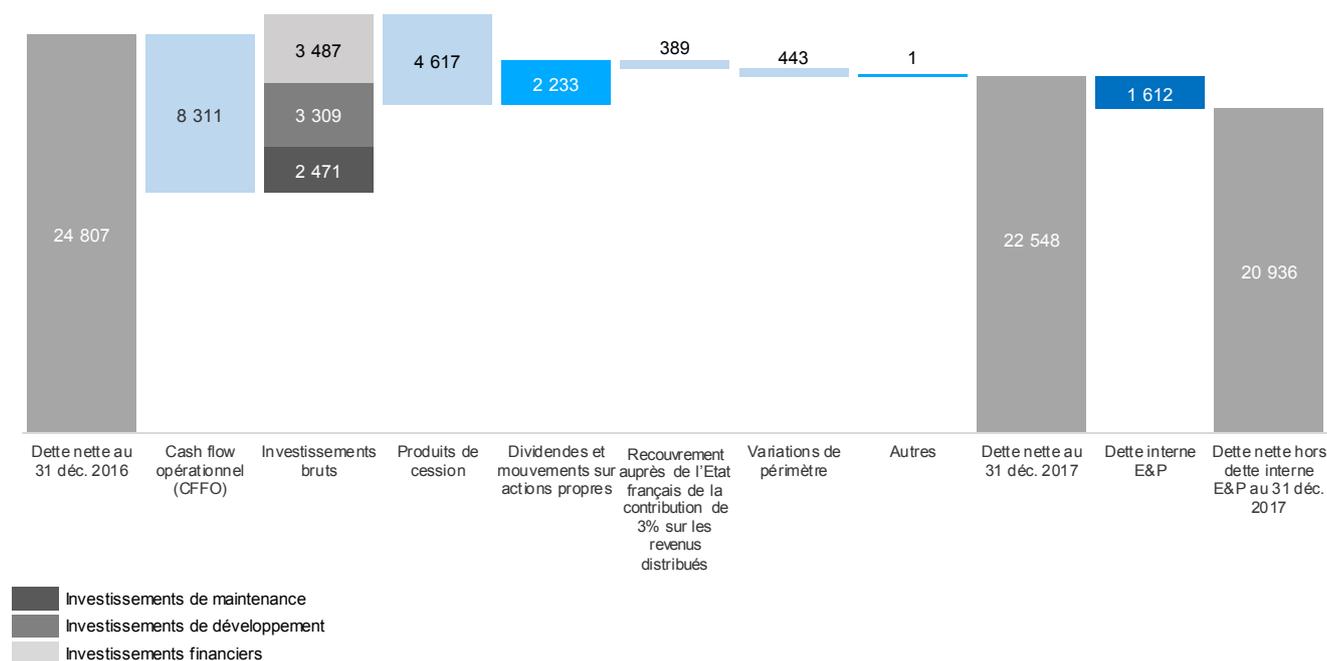
## 6 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT FINANCIER NET

La dette nette s'établit à 22,5 milliards d'euros, soit une réduction de 2,3 milliards d'euros par rapport à fin décembre 2016. Cette amélioration s'explique principalement par (i) la génération de *cash-flow* des opérations sur l'exercice (8,3 milliards d'euros), (ii) les effets du programme de rotation de portefeuille (4,8 milliards d'euros) avec notamment la finalisation de la vente du portefeuille d'actifs de production d'électricité thermique *merchant* aux États-Unis, en Pologne et au Royaume-Uni, la cession d'une participation dans Opus Energy et de la participation résiduelle dans NuGen au Royaume-Uni, le classement en «Actifs détenus en vue de la vente» de la centrale de production d'électricité à base de charbon Loy Yang B en Australie, la cession de 25% de la participation dans Elengy (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz) et la cession de la participation dans Petronet LNG en Inde, et (iii) un effet change favorable (0,7 milliard d'euros). Ces éléments sont partiellement compensés par (i) les investissements bruts sur l'exercice (9,3 milliards d'euros), (ii) le versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (2,0 milliards d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,6 milliard d'euros). La dette nette a par ailleurs bénéficié de l'impact du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués (0,4 milliard d'euros).

La dette nette hors dette interne E&P s'élève à 20 936 millions d'euros contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette (hors dette interne E&P) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2017 à 2,25 :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Dette nette (hors dette interne E&P)	20 936	23 080
EBITDA	9 316	9 491
<b>RATIO DETTE NETTE/EBITDA</b>	<b>2,25</b>	<b>2,43</b>

Le ratio dette nette économique (hors dette interne E&P) sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2017 à 3,90 :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Dette nette économique (hors dette interne E&P)	36 362	38 399
EBITDA	9 316	9 491
<b>RATIO DETTE NETTE ÉCONOMIQUE/EBITDA</b>	<b>3,90</b>	<b>4,05</b>

## 6.1 Cash flow opérationnel (CFFO)

Le *cash-flow* des opérations (*Cash-Flow From Operations*) reste solide, à un niveau de 8,3 milliards d'euros, bien qu'en recul de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette évolution s'explique par des effets de périmètre défavorables, une hausse des charges de restructuration et des règlements de litiges ainsi que par une évolution moins favorable du besoin en fond de roulement (BFR) principalement liée aux stocks de gaz en France.

## 6.2 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 9 267 millions d'euros et comprennent :

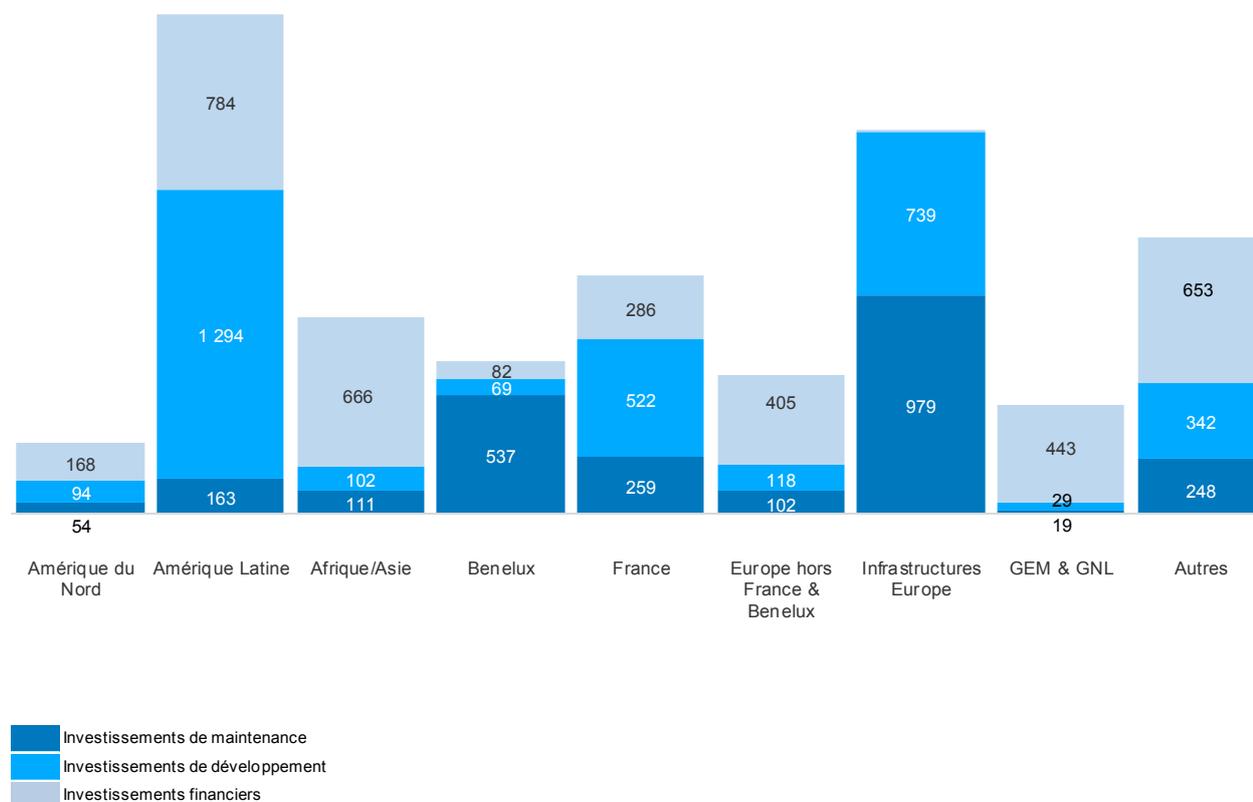
- des investissements financiers pour 3 487 millions d'euros. Ceux-ci proviennent notamment (i) de l'acquisition d'une participation de 40% dans Tabreed aux Émirats arabes Unis (657 millions d'euros), de Keepmoat Regeneration au Royaume-Uni (392 millions d'euros) et d'Icomera en Suède (119 millions d'euros); (ii) de l'obtention des contrats de concessions pour les centrales hydroélectriques de Jaguara et Miranda au Brésil (686 millions d'euros) ; (iii) du versement des augmentations de capital souscrites sur SUEZ (244 millions d'euros), Cameron LNG (135 millions d'euros) et dans la coentreprise chargée du contrat de gestion d'énergie sur 50 ans avec l'Université d'État de l'Ohio aux États-Unis (125 millions d'euros) ; (iv) du financement du projet gazoduc Nord Stream 2 (298 millions d'euros) et (v) de l'augmentation de 78 millions d'euros des placements effectués par Synatom ;
- des investissements de développement de 3 309 millions d'euros, dont 1 294 millions d'euros sur le secteur Amérique Latine (construction de centrales thermiques et développement de centrales hydroélectriques, de champs éoliens et photovoltaïques au Brésil et au Chili), 739 millions d'euros sur le secteur Infrastructures Europe (projets de fluidification et de développement du réseau de transport de gaz en France), 522 millions d'euros sur le secteur France (principalement projets renouvelables) et enfin 292 millions d'euros pour le développement de projets photovoltaïques de Solairedirect principalement en Inde et en France ;
- et des investissements de maintenance de 2 471 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant *cash* de 4 617 millions d'euros et comprennent principalement la cession par le Groupe de ses actifs de production thermique *merchant* aux États-Unis pour 3 085 millions d'euros, de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne pour 292 millions d'euros, de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde pour 436 millions d'euros, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni pour 232 millions d'euros, de 25% de la participation dans Elengy pour 202 millions d'euros (via le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz), de sa participation de 30% dans Opus Energy au Royaume-Uni pour 122 millions d'euros, ainsi que de sa participation résiduelle de 38,10% dans NuGen pour 122 millions d'euros.

En tenant compte des effets de périmètre de l'exercice liés aux acquisitions et aux cessions d'entités (-443 millions d'euros), l'impact sur la dette nette des investissements nets des produits de cessions s'élève à 4 208 millions d'euros.

Les investissements corporels, incorporels et financiers se détaillent comme suit par secteurs :

En millions d'euros



### 6.3 Dividendes et mouvements sur actions propres

Les dividendes et mouvements sur actions propres (y compris recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués) s'élèvent à 2 622 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 2 049 millions d'euros ; ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2016 (soit 0,50 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaires et 0,60 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré) versé en mai 2017 et à l'acompte sur dividende (soit 0,35 euro par action) versé en octobre 2017 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs participations ne donnant pas le contrôle pour 642 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride pour 144 millions d'euros, des retenues à la source et des mouvements sur actions propres.

### 6.4 Endettement net au 31 décembre 2017

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 80% en euros et 14% en dollars américains au 31 décembre 2017.

La dette nette est libellée à 86% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 10,6 ans.

Au 31 décembre 2017, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,4 milliards d'euros.

## 7 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016	Variation nette
<b>Actifs non courants</b>	<b>92 171</b>	<b>98 905</b>	<b>(6 734)</b>
<i>dont goodwill</i>	17 285	17 372	(88)
<i>dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes</i>	57 528	64 378	(6 851)
<i>dont participations dans les entreprises mises en équivalence</i>	7 409	6 624	785
<b>Actifs courants</b>	<b>58 161</b>	<b>59 595</b>	<b>(1 434)</b>
<i>dont actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	6 687	3 506	3 181
<b>Capitaux propres</b>	<b>42 577</b>	<b>45 447</b>	<b>(2 870)</b>
Provisions	21 768	22 208	(440)
Dettes financières	33 467	36 950	(3 482)
Autres passifs	52 520	53 895	(1 375)
<i>dont passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente</i>	3 371	300	3 071

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 57,5 milliards d'euros, en baisse de -6,9 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette variation résulte pour l'essentiel du classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» et de la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie en «Actifs destinés à être cédés» (-5,3 milliards d'euros) (cf. Note 4.1.1), des amortissements (-4,2 milliards d'euros), des écarts de conversion (-1,9 milliard d'euros), des pertes de valeurs (-1,0 milliard d'euros), des variations de périmètre (-0,6 milliard d'euros), partiellement compensés par les acquisitions et développements de la période (+6,2 milliards d'euros).

Les **goodwill** sont stables à 17,3 milliards d'euros essentiellement à la suite des acquisitions de Keepmoat Regeneration (+0,5 milliard d'euros), des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (+0,1 milliard d'euros), d'Icomera (+0,1 milliard d'euros) et d'EV-Box (+0,1 milliard d'euros), compensées par des pertes de valeurs (-0,5 milliard d'euros) et des écarts de conversion (-0,4 milliard d'euros).

Les **capitaux propres** totaux s'établissent à 42,6 milliards d'euros, en baisse de -2,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient essentiellement du versement de dividendes en numéraire (-2,7 milliards d'euros, dont 2,0 milliards d'euros de dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires et 0,7 milliard d'euros versés à des participations ne donnant pas le contrôle), des autres éléments du résultat global (-2,5 milliards d'euros principalement relatifs la variation des écarts de conversion suite au recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur le portefeuille cédé de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis et à la dépréciation du dollar américain face à l'euro), partiellement compensés par le résultat net de la période (+2,2 milliards d'euros).

Les **provisions** s'élèvent à 21,7 milliards d'euros, en baisse de 0,4 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2016. Cette diminution provient principalement pour -1,3 milliard d'euros de l'impact lié au classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1), partiellement compensée par la comptabilisation de provisions pour contrats déficitaires relatifs à des contrats de réservation de capacité de stockage et de transport (cf. Note 8.5).

Les actifs et passifs reclassés sur les lignes «**Actifs classés comme étant détenus en vue de la vente**» et «**Passifs directement liés à des actifs comme détenus en vue de la vente**» se rapportent au 31 décembre 2017 aux activités d'exploration-production suite à leur classement en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie, et au 31 décembre 2016 au portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne cédés au cours du premier semestre 2017 (cf. Note 4.1).

## 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 2017, le chiffre d'affaires d'ENGIE SA ressort à 20 585 millions d'euros, en augmentation de 15% par rapport à 2016, essentiellement sous l'effet de la progression des ventes d'électricité.

Le résultat d'exploitation de l'exercice s'établit à -1 358 millions d'euros au 31 décembre 2017 comparé à -1 252 millions d'euros en 2016, sous l'effet conjugué de la hausse de l'activité électricité compensée par la baisse de la marge sur les ventes de gaz en raison notamment de la perte de clients, et de la diminution des frais généraux liée aux effets du plan d'économie du Groupe.

Le résultat financier s'élève à 3 849 millions d'euros contre 1 294 millions d'euros sur l'exercice 2016. La forte hausse provient des dividendes reçus des filiales (4 214 millions d'euros contre 2 043 millions d'euros en 2016) principalement Electrabel qui a versé un dividende de 1 641 millions d'euros sous la forme d'un apport des titres Electrabel France et GRDF, qui a versé un dividende de 1 007 millions d'euros incluant un remboursement de prime d'émission pour 738 millions d'euros.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de -2 072 millions d'euros principalement sous les effets conjugués des dépréciations nettes de reprises sur titres pour -1 538 millions d'euros, des provisions pour restructuration de personnel et immobilière pour 113 millions d'euros, des pénalités payées dans le cadre des remboursements anticipés d'emprunts obligataires pour 93 millions d'euros, compensés par la plus-value dégagée sur la cession des titres Elengy à GRTgaz de 73 millions d'euros et de la reprise de provision pour hausse de prix pour 43 millions d'euros.

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 1 001 millions d'euros contre un produit d'impôt de 672 millions d'euros en 2016 (la variation s'explique pour l'essentiel par le remboursement par l'État de la taxe 3% sur les dividendes invalidée par le Conseil Constitutionnel de 422 millions d'euros).

Le résultat net ressort à 1 421 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 37 191 millions d'euros contre 37 976 millions d'euros à fin 2016, sous l'effet de la distribution de dividendes, de l'impact de la 1<sup>ère</sup> application du règlement ANC n°2015-05 sur les instruments financiers pour -144 millions d'euros et du résultat 2017.

Au 31 décembre 2017, les dettes financières, ressortent à 34 254 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 8 862 millions d'euros (dont 6 185 millions d'euros de comptes courant filiales).

## Informations relatives aux délais de paiement

En application de l'article D441-4 du Code de Commerce, les sociétés dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs et de leurs clients, afin de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement.

### Informations relatives aux délais de paiement des fournisseurs et des clients mentionnés à l'article D.441-4 du Code de Commerce

	Article D. 441 I.- 1° : Factures reçues non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu						Article D. 441 I.- 2° : Factures émises non réglées à la date de clôture de l'exercice dont le terme est échu					
	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)	0 jour (indicatif)	1 à 30 jours	31 à 60 jours	61 à 90 jours	91 jours et plus	Total (1 jour et plus)
<i>En millions d'euros</i>												
<b>(A) Tranches de retard de paiement</b>												
Nombre de factures concernées	-					718	-					5 479 406
Montant total des factures concernées	-	9,5	1,1	0,3	3,3	14,3	-	166,0	53,5	30,0	413,2	662,9
Pourcentage du montant total des achats TTC de l'exercice	-	0,04%	0,01%	0,00%	0,01%	0,06%						
Pourcentage du chiffre d'affaires TTC de l'exercice							-	0,68%	0,22%	0,12%	1,70%	2,73%
<b>(B) Factures exclues du (A) relatives à des dettes et créances litigieuses ou non comptabilisées</b>												
Nombre des factures exclues				67							149	
Montant total des factures exclues				84,9							73,9	
<b>(C) Délais de paiement de référence utilisés (contractuel ou délai légal - article L. 441-6 ou article L. 443-1 du code de commerce)</b>												
Délais de paiement utilisés pour le calcul des retards de paiement	Délais légaux : 60 jours						Délais contractuels : 14 jours Délais légaux : 30 jours					

# 02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

COMPTE DE RÉSULTAT .....	28
ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL .....	29
ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE .....	30
ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES .....	32
ÉTAT DE FLUX DE TRÉSORERIE .....	34

## COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Chiffre d'affaires	7.1	65 029	64 840
Achats		(36 740)	(36 620)
Charges de personnel	7.2	(10 082)	(9 996)
Amortissements, dépréciations et provisions	7.3	(3 736)	(4 223)
Autres charges opérationnelles		(11 077)	(10 407)
Autres produits opérationnels		1 441	1 291
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>7</b>	<b>4 835</b>	<b>4 884</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3	437	752
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>		<b>5 273</b>	<b>5 636</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	8.1	(307)	1 279
Pertes de valeur	8.2	(1 317)	(4 035)
Restructurations	8.3	(671)	(450)
Effets de périmètre	8.4	752	544
Autres éléments non récurrents	8.5	(911)	(850)
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>8</b>	<b>2 819</b>	<b>2 124</b>
Charges financières		(2 122)	(2 210)
Produits financiers		827	889
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>9</b>	<b>(1 296)</b>	<b>(1 321)</b>
Impôt sur les bénéfices	10	425	(481)
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>1 948</b>	<b>322</b>
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>290</b>	<b>(158)</b>
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>2 238</b>	<b>163</b>
<b>Résultat net part du Groupe</b>		<b>1 423</b>	<b>(415)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>		1 226	(304)
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>		196	(111)
<b>Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle</b>		<b>815</b>	<b>579</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		722	626
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>		93	(47)
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)</b>	<b>11</b>	<b>0,53</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,45	(0,19)
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>		0,08	(0,05)
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)</b>	<b>11</b>	<b>0,53</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,45	(0,19)
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>		0,08	(0,05)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

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

## ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe <sup>(1)</sup>	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle <sup>(1)</sup>
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>2 238</b>	<b>1 423</b>	<b>815</b>	<b>163</b>	<b>(415)</b>	<b>579</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(379)	(381)	2	146	144	2
Couverture d'investissement net	16	327	327	-	(86)	(86)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	393	378	15	(250)	(260)	10
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	6	18	(11)	(30)	27	(57)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	10	(184)	(184)	-	123	102	21
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		13	13	-	108	108	-
Écarts de conversion		(2 583)	(2 209)	(374)	402	255	147
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	4	(177)	(124)	(53)	(276)	(193)	(83)
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>		<b>(2 583)</b>	<b>(2 162)</b>	<b>(421)</b>	<b>137</b>	<b>97</b>	<b>40</b>
Pertes et gains actuariels	19	96	93	2	(677)	(633)	(44)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	10	(97)	(92)	(4)	52	52	-
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		32	32	-	(50)	(49)	-
Éléments non recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts		7	5	2	3	2	1
<b>TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES</b>		<b>38</b>	<b>38</b>	<b>-</b>	<b>(672)</b>	<b>(628)</b>	<b>(44)</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>		<b>(307)</b>	<b>(701)</b>	<b>394</b>	<b>(371)</b>	<b>(946)</b>	<b>575</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du reclassement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

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

## ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

## ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>Actifs non courants</b>			
Goodwills	12	17 285	17 372
Immobilisations incorporelles nettes	13	6 504	6 639
Immobilisations corporelles nettes	14	51 024	57 739
Titres disponibles à la vente	15	2 656	2 997
Prêts et créances au coût amorti	15	2 976	2 250
Instruments financiers dérivés	15	2 948	3 603
Participations dans les entreprises mises en équivalence	3	7 409	6 624
Autres actifs	25	567	431
Impôts différés actif	10	803	1 250
<b>TOTAL ACTIFS NON COURANTS</b>		<b>92 171</b>	<b>98 905</b>
<b>Actifs courants</b>			
Prêts et créances au coût amorti	15	599	595
Instruments financiers dérivés	15	7 378	9 047
Clients et autres débiteurs	15	20 311	20 835
Stocks	25	4 155	3 656
Autres actifs	25	8 492	10 692
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 608	1 439
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	8 931	9 825
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	6 687	3 506
<b>TOTAL ACTIFS COURANTS</b>		<b>58 161</b>	<b>59 595</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>		<b>150 332</b>	<b>158 499</b>

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

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Capitaux propres part du Groupe		36 639	39 578
Participations ne donnant pas le contrôle	2	5 938	5 870
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>17</b>	<b>42 577</b>	<b>45 447</b>
<b>Passifs non courants</b>			
Provisions	18	18 428	19 461
Dettes financières	15	25 292	24 411
Instruments financiers dérivés	15	2 980	3 410
Autres passifs financiers	15	32	200
Autres passifs	25	1 009	1 203
Impôts différés passif	10	5 220	6 775
<b>TOTAL PASSIFS NON COURANTS</b>		<b>52 960</b>	<b>55 461</b>
<b>Passifs courants</b>			
Provisions	18	3 340	2 747
Dettes financières	15	8 176	12 539
Instruments financiers dérivés	15	8 720	9 228
Fournisseurs et autres créanciers	15	16 432	17 075
Autres passifs	25	14 756	15 702
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	4	3 371	300
<b>TOTAL PASSIFS COURANTS</b>		<b>54 795</b>	<b>57 591</b>
<b>TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES</b>		<b>150 332</b>	<b>158 499</b>

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

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves conso- lidées	Titres super- subordon- nés à durée indéter- minée	Varia- tions de juste valeur et autres	Écarts de conver- sion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2015</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>5 479</b>	<b>3 419</b>	<b>(928)</b>	<b>990</b>	<b>(822)</b>	<b>43 078</b>	<b>5 672</b>	<b>48 750</b>
Résultat net				(415)					(415)	579	163
Autres éléments du résultat global				(628)		(209)	306		(531)	(3)	(535)
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>				<b>(1 044)</b>	<b>-</b>	<b>(209)</b>	<b>306</b>	<b>-</b>	<b>(946)</b>	<b>575</b>	<b>(371)</b>
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37	-	37
Dividendes distribués en numéraire				(2 397)					(2 397)	(507)	(2 903)
Achat/vente d'actions propres				(72)				61	(11)	-	(11)
Coupons des titres super- subordonnés					(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 les participations ne donnant pas le contrôle									-	81	81
Autres variations				(7)					(7)	27	20
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>1 967</b>	<b>3 273</b>	<b>(1 137)</b>	<b>1 296</b>	<b>(761)</b>	<b>39 578</b>	<b>5 870</b>	<b>45 447</b>

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.

## ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS

<i>En millions d'euros</i>	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
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>1 967</b>	<b>3 273</b>	<b>(1 137)</b>	<b>1 296</b>	<b>(761)</b>	<b>39 578</b>	<b>5 870</b>	<b>45 447</b>
Résultat net				1 423					1 423	815	2 238
Autres éléments du résultat global				38		223	(2 384)		(2 124)	(421)	(2 545)
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>				<b>1 460</b>	<b>-</b>	<b>223</b>	<b>(2 384)</b>	<b>-</b>	<b>(701)</b>	<b>394</b>	<b>(307)</b>
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				37					37	-	37
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17.2.3)				(2 049)					(2 049)	(680)	(2 729)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17.1.2)				(19)				(122)	(140)	-	(140)
Coupons des titres super-subordonnés (cf. Note 17.2.1)					(144)				(144)	-	(144)
Transactions entre actionnaires				60					60	131	191
Transactions entre actionnaires au sein des entreprises mises en équivalence				(3)					(3)	(1)	(4)
Augmentations/réductions de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	226	226
Autres variations				1			-		1	(3)	(2)
<b>CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>1 455</b>	<b>3 129</b>	<b>(915)</b>	<b>(1 088)</b>	<b>(883)</b>	<b>36 639</b>	<b>5 938</b>	<b>42 577</b>

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. 2017	31 déc. 2016 (1)
<b>RÉSULTAT NET</b>		<b>2 238</b>	<b>163</b>
- Résultat net des activités non poursuivies		290	(158)
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>1 948</b>	<b>322</b>
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(437)	(752)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		466	457
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations		6 203	9 252
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(1 096)	(724)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		307	(1 279)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		44	40
- Charge d'impôt		(425)	481
- Résultat financier		1 296	1 321
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>		<b>8 305</b>	<b>9 117</b>
+ Impôt décaissé		(894)	(896)
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>25.1</b>	<b>1 251</b>	<b>1 842</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>8 662</b>	<b>10 063</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>647</b>	<b>111</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>		<b>9 309</b>	<b>10 174</b>
Investissements corporels et incorporels	5.5	(5 779)	(5 290)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	5.5	(690)	(411)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	5.5	(1 446)	(208)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	5.5	(258)	(391)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		90	153
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		3 203	983
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		283	1 457
Cessions de titres disponibles à la vente		538	767
Intérêts reçus d'actifs financiers		83	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		170	142
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	5.5	(838)	30
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>(4 645)</b>	<b>(2 756)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>(512)</b>	<b>(899)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>		<b>(5 157)</b>	<b>(3 655)</b>
Dividendes payés (2)		(2 871)	(3 155)
Recouvrement auprès de l'Etat français de la contribution de 3% sur les revenus distribués		389	-
Remboursement de dettes financières		(7 738)	(4 752)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(181)	(257)
Intérêts financiers versés		(745)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		100	137
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(156)	(236)
Augmentation des dettes financières		6 356	2 904
Augmentation/diminution de capital		224	(9)
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		-	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(140)	(11)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	5.5	1	(26)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>(4 761)</b>	<b>(6 222)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>36</b>	<b>188</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>		<b>(4 725)</b>	<b>(6 034)</b>
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies		(294)	169
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies		(10)	(12)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE</b>		<b>(877)</b>	<b>642</b>
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies		(16)	-
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>		<b>9 825</b>	<b>9 183</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE</b>		<b>8 931</b>	<b>9 825</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

(2) La ligne « Dividendes payés » comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 144 millions d'euros au 31 décembre 2017 (146 millions d'euros au 31 décembre 2016).

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.

# 03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

Note 1	RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES.....	36
Note 2	PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2017.....	63
Note 3	PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE.....	71
Note 4	PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE.....	80
Note 5	INDICATEURS FINANCIERS UTILISÉS DANS LA COMMUNICATION FINANCIÈRE.....	89
Note 6	INFORMATION SECTORIELLE.....	93
Note 7	ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT.....	98
Note 8	RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES.....	99
Note 9	RÉSULTAT FINANCIER.....	106
Note 10	IMPÔTS.....	108
Note 11	RÉSULTAT PAR ACTION.....	112
Note 12	GOODWILLS.....	113
Note 13	IMMOBILISATIONS INCORPORELLES.....	120
Note 14	IMMOBILISATIONS CORPORELLES.....	122
Note 15	INSTRUMENTS FINANCIERS.....	125
Note 16	RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS.....	137
Note 17	ÉLÉMENTS SUR LES CAPITAUX PROPRES.....	151
Note 18	PROVISIONS.....	155
Note 19	AVANTAGES POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME.....	161
Note 20	CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT.....	170
Note 21	CONTRATS DE LOCATION SIMPLE.....	172
Note 22	PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS.....	174
Note 23	TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES.....	176
Note 24	RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS.....	178
Note 25	BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS.....	179
Note 26	CONTENTIEUX ET ENQUÊTES.....	180
Note 27	ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE.....	185
Note 28	HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX.....	186
Note 29	INFORMATIONS RELATIVES À L'EXEMPTION DE PUBLICATION DE COMPTES ANNUELS DE CERTAINES SOCIÉTÉS LUXEMBOURGEOISES ET NÉERLANDAISES.....	187
Note 30	RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE.....	188

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 7 mars 2018, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2017.

## 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 2016 et 2017 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 2017, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne <sup>(1)</sup>.

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers au 31 décembre 2017 sont conformes à ceux retenus pour les états financiers au 31 décembre 2016 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 2017

- Amendements IAS 7 – *Tableau des flux de trésorerie : Initiative concernant les informations à fournir.*
- Amendements IAS 12 – *Impôts sur le résultat : Comptabilisation d'actifs d'impôt différé au titre de pertes latentes.*
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 <sup>(2)(3)</sup>.

Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe. La réconciliation entre l'endettement financier net et les flux de trésorerie issus des activités de financement (amendement IAS 7) figure en note 15.3.2.

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

(2) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 12 sont applicables en 2017, les autres le sont en 2018.

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

## 1.1.2 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables en 2018 et non anticipés par le Groupe

### 1.1.2.1 IFRS 9 – Instruments financiers et IFRS 15 - Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients

#### ▪ IFRS 9 – Instruments financiers

En juillet 2014, l'IASB a publié une nouvelle norme sur les instruments financiers. IFRS 9 inclut les trois volets principaux suivants :

- **Classement et évaluation des actifs et passifs financiers**  
La norme requiert que les actifs financiers soient classés en fonction de leur nature, des caractéristiques de leurs flux de trésorerie contractuels et du modèle économique suivi pour leur gestion.
- **Dépréciation**  
IFRS 9 détermine les principes et la méthodologie à appliquer pour évaluer et comptabiliser les pertes de crédit attendues sur les actifs financiers, les engagements de prêts et les garanties financières.
- **Comptabilité de couverture**  
Le nouveau texte vise un meilleur alignement entre comptabilité de couverture et gestion des risques en établissant une approche davantage fondée sur les principes de gestion des risques.

ENGIE a choisi de ne pas adopter IFRS 9 de façon anticipée et d'appliquer la norme dans son intégralité à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Conformément aux principes de transition d'IFRS 9, la nouvelle norme sera appliquée de façon rétrospective pour le classement et l'évaluation des actifs et passifs financiers de même que pour les dépréciations, et de façon prospective pour la comptabilité de couverture. Le choix des options de première application offertes par la norme n'induit pas d'impacts significatifs pour le Groupe.

Les travaux réalisés dans le cadre du projet dédié ont permis d'adapter les processus et outils informatiques, d'établir une guidance pour faciliter l'appropriation des nouveaux principes et en assurer une application cohérente à travers le Groupe.

Les principaux effets sur les comptes consolidés se résument comme suit pour chacun des trois volets de la nouvelle norme :

- **Classement et évaluation des actifs et passifs financiers**  
Le principal effet concerne le reclassement des actifs financiers actuellement présentés, sous IAS 39, en « Titres disponibles à la vente » et évalués à la juste valeur par capitaux propres.  
Suite à l'application d'IFRS 9 ces instruments se présentent comme suit au 31 décembre 2017 :

<i>En millions d'euros</i>	IAS 39	Classements IFRS 9
Titres disponibles à la vente	2 656	
Instrument de capitaux propres évalués à la juste valeur par capitaux propres		734
Instrument de capitaux propres évalués à la juste valeur par résultat		392
Instruments de dette évalués au coût amorti		
Instruments de dette évalués à la juste valeur par capitaux propres		884
Instruments de dette évalués à la juste valeur par résultat		617
Instruments liquides de dettes destinés à des placements du cash et évalués à la juste valeur par résultat		29

- **Dépréciation**

L'impact le plus important est une augmentation des dépréciations suite à la transition. Cette augmentation s'explique par la comptabilisation des pertes de valeur attendues pour risque de crédit dès la comptabilisation initiale des créances, ou dès les engagements de prêts ou garanties financières. Les principaux éléments concernés sont les créances commerciales (stock de dépréciation complémentaire de 191 millions d'euros au 31 décembre 2017 sur une valeur brute totale de 19 993 millions d'euros) et les créances long terme (stock de dépréciation complémentaire de 22 millions d'euros au 31 décembre 2017 sur une valeur brute totale de 2 925 millions d'euros).

Après la transition, les résultats récurrents pourraient être impactés essentiellement en fonction d'une évolution significative de la qualité des contreparties, par exemple en cas de crise financière.

- **Comptabilité de couverture**

Le Groupe est essentiellement concerné par des aspects relatifs à la comptabilité de couverture des risques liés à l'endettement.

Les principes relatifs à la comptabilité de couverture n'ont pas été modifiés de façon substantielle par le nouveau texte.

L'application d'IFRS 9 conduit à un impact sur les capitaux propres de -235 millions d'euros au 31 décembre 2017 (y compris les effets sur les participations dans les sociétés mises en équivalence à concurrence de -53 millions d'euros).

- **IFRS 15 – Produits des activités ordinaires (chiffre d'affaires) tirés de contrats conclus avec des clients**

En mai 2014, l'IASB a publié une nouvelle norme relative à la comptabilisation du chiffre d'affaires. En application de cette norme, le chiffre d'affaires doit être reconnu lorsque le client obtient le contrôle des biens ou des services vendus, pour une somme qui reflète ce que l'entité s'attend à recevoir pour ces biens et services. Cette norme requiert en outre des informations sur la nature, le montant, le calendrier et le degré d'incertitude du chiffre d'affaires et des flux de trésorerie provenant des contrats conclus avec les clients.

IFRS 15 est applicable de manière obligatoire au 1<sup>er</sup> janvier 2018. Le Groupe a décidé de ne pas l'appliquer de manière anticipée et a fait le choix de la méthode rétrospective totale en retraitant l'information comparative à la date de première application.

Initié dès 2014, le projet a permis 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 qui emportent une large variété de métiers et une grande diversité de contrats.

Les travaux réalisés ont conduit à identifier principalement trois sujets ayant 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. Le traitement comptable requis par la nouvelle norme conduira, dans certaines situations, à une diminution du chiffre d'affaires au titre de la distribution, mais sans impact sur la marge, les charges étant réduites à due concurrence. Au 31 décembre 2017, le montant du chiffre d'affaires concerné s'établit à 3 803 millions d'euros. Les charges opérationnelles s'inscrivent en diminution pour un montant identique.

Les pays principalement concernés sont, d'une part, la Belgique pour la distribution de gaz et d'électricité de même que pour le transport d'électricité et, d'autre part, la France pour la distribution d'électricité. A noter par ailleurs l'absence d'impact au niveau Groupe pour le gaz en France, mais un impact sur le chiffre d'affaires par secteur reportable. Le chiffre d'affaires sur les prestations de distribution de gaz, précédemment reconnu par le commercialisateur (secteur reportable France) sera en effet dorénavant reconnu par le distributeur (secteur reportable Infrastructures Europe). Ce chiffre d'affaires représente un montant de 1 957 millions d'euros au 31 décembre 2017.

- Les transactions de ventes 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 découlent de ces contrats de couverture sur commodités donnant lieu à livraison physique seront dès lors présentées sur une ligne distincte du chiffre d'affaires IFRS 15. Au 31 décembre 2017, ces ventes s'élèvent à 5 723 millions d'euros.
- La mesure du chiffre d'affaires à reconnaître étant plus explicitement encadrée par le nouveau texte, notamment en fonction de la réalisation des obligations de performance identifiées, le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires et du profil de marge de certains contrats a été revu.

Les contrats plus particulièrement concernés par l'adoption de méthodes conformes à IFRS 15 portent sur les prestations d'exploitation et de maintenance de centrales de production d'énergie ou sur la mise à disposition de capacités de production. Il a pu en résulter une augmentation des passifs de contrats au titre de décalages entre prix perçu et réalisation des prestations.

En conséquence, les capitaux propres au 31 décembre 2017 s'inscrivent en diminution d'un peu moins de -219 millions d'euros tandis que l'impact sur le rythme de reconnaissance du chiffre d'affaires est non significatif compte tenu de la durée de ces contrats.

D'autres impacts, moins significatifs, portent notamment sur le reclassement de certaines créances commerciales en actifs de contrats.

#### ■ Synthèse des principaux effets attendus d'IFRS 9 et d'IFRS 15 sur les agrégats du compte de résultat et sur les capitaux propres au 31 décembre 2017

Les principaux effets attendus de l'application des normes IFRS 9 et IFRS 15 sur les chiffres comparatifs du compte de résultat au 31 décembre 2017 sont synthétisés ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Chiffre d'affaires	65 029		(4 093)	60 936
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5 273	(23)	(39)	5 211
Résultat des activités opérationnelles	2 819	(27)	(39)	2 753
Résultat financier	(1 296)	(101)	(11)	(1 408)
Impôts sur les bénéfices	425	37	11	473
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>2 238</b>	<b>(92)</b>	<b>(38)</b>	<b>2 108</b>
<i>Dont résultat net récurrent</i>	3 550	(120)	(38)	3 392
<b>Résultat net part du groupe</b>	<b>1 423</b>	<b>(80)</b>	<b>(23)</b>	<b>1 320</b>
<i>Dont résultat net récurrent part du Groupe</i>	2 662	(122)	(23)	2 517

Les chiffres ci-dessus ont été déterminés conformément aux dispositions d'IFRS 9.7.2.1. En conséquence, les montants liés aux actifs financiers qui ont été décomptabilisés en 2017 sont traités en continuant d'appliquer IAS 39 plutôt qu'IFRS 9.

Afin d'assurer la comparaison avec les comptes 2018 dans lesquels tous les actifs financiers, sans exception, seront traités en appliquant IFRS 9, les effets de cette disposition de transition sont présentés comme non récurrents dans les chiffres comparatifs du compte de résultat au 31 décembre 2017.

Les principaux effets attendus de l'application d'IFRS 9 et d'IFRS 15 sur les capitaux propres au 31 décembre 2017 se résument comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017 publié	Impacts IFRS 9	Impacts IFRS 15	31 déc. 2017 retraité
Capitaux propres	42 577	(235)	(219)	42 123
Capitaux propres part du Groupe	36 639	(224)	(132)	36 283

### 1.1.2.2 Autres normes, amendements ou interprétations

- Amendements IFRS 2 – *Paiement fondé sur des actions : Classement et évaluation des transactions dont le paiement est fondé sur des actions* <sup>(1)</sup>
- IFRIC 22 – *Transactions en monnaie étrangère et contrepartie anticipée* <sup>(1)</sup>.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2014-2016 <sup>(1) (2)</sup>.

L'analyse des incidences de l'application de ces amendements et interprétations est en cours.

### 1.1.3 Normes IFRS, amendements ou interprétations applicables après 2018

#### 1.1.3.1 IFRS 16 – Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié une nouvelle norme sur la comptabilisation des contrats de location. L'application de ce texte conduira à reconnaître au bilan tous les engagements de location, sans distinction entre contrats de « location simple » et contrats de « location-financement ».

Les travaux liés à la première application de cette norme, au 1<sup>er</sup> janvier 2019, se sont poursuivis durant l'exercice 2017.

Au terme de la phase de recensement des contrats de location pour l'ensemble du Groupe, leur analyse au regard des critères du nouveau texte a été réalisée (identification d'un contrat de location, appréciation de la durée du contrat, évaluation et détermination des taux d'actualisation, etc.). Cette phase se poursuit de manière à compléter en continu la base du Groupe des nouveaux contrats de location.

Les travaux d'analyse des impacts liés à la transition devraient être finalisés en 2018 sur base de la méthode rétrospective modifiée.

Le principal impact attendu sur les comptes consolidés est une augmentation des « droits d'utilisation » à l'actif du bilan et une augmentation des dettes de location au titre des contrats dans lesquels le Groupe est preneur et actuellement qualifiés de contrats de « location simple ». Ils concernent principalement des immeubles, des méthaniers ainsi que des véhicules. Les engagements liés à ces contrats sont aujourd'hui présentés dans les engagements hors bilan (*cf. Note 21*).

Au compte de résultat, la disparition des charges de loyers au titre des contrats de « location simple » conduira à une amélioration de l'EBITDA et à une augmentation des dotations aux amortissements et charges financières.

Les développements des systèmes informatiques se poursuivent, notamment pour ce qui concerne la configuration d'un outil de gestion permettant de se conformer aux critères d'IFRS 16 et capable de supporter le traitement d'une volumétrie importante de contrats de location.

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

(2) Les améliorations de ce cycle concernant IFRS 12 sont applicables en 2017, les autres le sont en 2018.

### 1.1.3.2 Autres normes, amendements ou interprétations

- IFRIC 23 – *Positions fiscales incertaines* <sup>(1)</sup>.
- IFRS 17 – *Contrats d'assurance* <sup>(1)</sup>.
- Amendements IFRS 9 – *Instruments financiers : Clauses de remboursement anticipé prévoyant une compensation négative* <sup>(1)</sup>.
- Amendement IAS 28 – participations dans des entreprises associées et des coentreprises : Intérêts à long terme dans des entreprises associées et des coentreprises <sup>(1)</sup>.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2015-2017 <sup>(1)</sup>.

L'analyse des incidences de l'application de ces normes, amendements et interprétations 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 1<sup>er</sup> janvier 2004 ;
- les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1<sup>er</sup> 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.

### 1.2.1 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.

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

---

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

## 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.

Les estimations comptables sont réalisées dans un contexte qui reste sensible aux évolutions des marchés de l'énergie et dont les conséquences rendent difficiles l'appréhension des perspectives économiques à moyen terme.

### 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 révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

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

- l'évaluation 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.

#### 1.3.1.2 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 réglementaire, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et plus sensibles sur certaines activités, ainsi que sur le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à 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 et du CO<sub>2</sub>, 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 réglementaire (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 1<sup>er</sup> 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 2023. 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 les modalités et les niveaux de rémunérations de capacité, sur l'évolution de la demande d'électricité, les prévisions de prix du CO<sub>2</sub>, des combustibles et de l'électricité, ainsi que sur le niveau des taux d'actualisation.

- **UGT Storengy**

En France, les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des sites de stockage adopté par la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) dans le cadre de la régulation de ces activités mise en place de manière rétroactive au 1<sup>er</sup> janvier 2018. 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 2023.

En Allemagne, les hypothèses clés portent sur les prévisions de ventes de capacités, lesquelles dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel.

### 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. Ces hypothèses de valorisation concernent essentiellement les méthodes d'évaluation des flexibilités de prix et de volumes des contrats à long terme. Des ajustements de modélisation spécifique sont pris en compte pour adresser l'incertitude liée à l'utilisation de paramètres peu observables.

#### 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 basse 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 1<sup>er</sup> 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 2017» 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 influencer 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 1<sup>er</sup> janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

##### *Regroupements réalisés avant le 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> 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 50 ans ;
- des actifs de concessions ;
- des coûts d'acquisition des contrats.

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

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	50

Certaines immobilisations incorporelles, dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties mais font l'objet d'un test de perte de valeur annuel.

### 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 :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Stockage - Production - Transport – Distribution	5	60 <sup>(*)</sup>
• 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.

Certains stocks sont utilisés dans le cadre de stratégies de trading et sont comptabilisés à la juste valeur, diminuée des coûts de vente, conformément aux dispositions d'IAS 2. Les variations de juste valeur, diminuée des coûts de vente, sont comptabilisées dans le résultat de la période au cours de laquelle est intervenue la variation.

## Quotas d'émission de gaz à effet de serre

La directive européenne 2003/87/CE établit un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne. Les entités visées par cette directive sont tenues de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions de GES constatées lors de l'année écoulée. En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas d'émission de GES :

- les quotas constituent des stocks, puisqu'ils sont consommés dans le processus de production ;
- les quotas acquis à titre onéreux sur le marché sont comptabilisés à leur coût d'acquisition ;
- les éventuels quotas alloués à titre gratuit sont comptabilisés dans l'état de situation financière pour une valeur nulle.

À la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché, à la clôture, des quotas restant à acquérir ou sur base du prix des contrats à terme conclus et visant à couvrir cette position déficitaire.

## Certificats d'économie d'énergie (CEE)

En l'absence de normes IFRS ou d'interprétations relatives à la comptabilisation des certificats d'économie d'énergie (CEE), les dispositions suivantes sont appliquées :

- un stock de CEE est comptabilisé lorsque les CEE détenus à la clôture excèdent l'obligation liée aux ventes d'énergie ; dans le cas inverse, un passif est comptabilisé pour matérialiser cette obligation ;
- les CEE sont valorisés au coût unitaire moyen pondéré (coût d'acquisition pour les CEE acquis ou coût de revient pour les CEE générés par des actions propres).

### 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 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> 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 des engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'État s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

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 *goodwills*, 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 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.

#### 1.4.19 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.).

#### 1.4.20 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.

## NOTE 2 PRINCIPALES FILIALES AU 31 DÉCEMBRE 2017

### 2.1 Liste des principales filiales au 31 décembre 2017

En application du règlement N° 2016-09 du 2 décembre 2016 de l'Autorité des Normes Comptables françaises, le Groupe met à disposition des tiers :

- la liste des entreprises comprises dans la consolidation ;
- la liste des entreprises exclues de la consolidation car leur incidence individuelle et cumulée sur les comptes consolidés est immatérielle. Elles correspondent à des sociétés jugées non significatives au regard des principaux agrégats du Groupe (chiffre d'affaires, total des capitaux propres,...), des coquilles juridiques, ou à des sociétés ayant cessé toutes activités et qui sont en cours de liquidation/fermeture ;
- la liste des principaux titres de participation non consolidés.

Cette information est accessible sur le site internet ([www.engie.com](http://www.engie.com), rubrique Investisseurs / Information Réglementée). Les sociétés non consolidées sont classées en actifs non courants (cf. Note 15.1.1) en tant que «Titres disponibles à la vente».

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

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe GDF SUEZ Energy Generation North America <sup>(1)</sup>	Production d'électricité	États-Unis	-	100,0	-	IG
ENGIE North America	Production et ventes d'électricité/Gaz naturel/GNL/Services à l'énergie	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Holding Inc.	Holding - société mère	États-Unis	100,0	100,0	IG	IG
Distrigas of 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 cédés au cours de l'exercice 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

## Amérique Latine

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe ENGIE Energía Chile	Production et ventes d'électricité	Chili	52,8	52,8	IG	IG
ENGIE Energía Perú	Production et ventes d'électricité	Pérou	61,8	61,8	IG	IG
Groupe ENGIE Brasil Energia	Production et ventes d'électricité	Brésil	68,7	68,7	IG	IG

## Afrique/Asie

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
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 <sup>(1)</sup>	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

(1) La centrale de production d'électricité de Loy Yang B fait l'objet d'un classement en « Actifs destinés à la vente » en date du 23 novembre 2017 (cf. Note 4.1 « Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies »).

## Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Electrabel SA (*)	Production d'électricité/Ventes d'énergie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Synatom	Gestion des provisions relatives aux centrales et aux combustibles nucléaires	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
Cofely Fabricom SA	Systèmes, installations et maintenance	Belgique	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Ventes d'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Services Nederland N.V.	Services à l'énergie	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG

## France

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
ENGIE SA (*)	Ventes d'énergie	France	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Services SA (*)	Services à l'énergie/Réseaux	France	100,0	100,0	IG	IG
Axima Concept	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe Endel	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe INEO	Systèmes, installations et maintenance	France	100,0	100,0	IG	IG
Compagnie Nationale du Rhône	Production et ventes d'électricité	France	49,9	49,9	IG	IG
ENGIE Green <sup>(1)</sup>	Production et ventes d'électricité	France	100,0	100,0	IG	IG
La Compagnie du Vent <sup>(1)</sup>	Production et ventes d'électricité	France	-	59,0	-	IG
CPCU	Réseaux urbains	France	64,4	64,4	IG	IG

(1) ENGIE Green et La Compagnie du Vent ont fusionné le 15 décembre 2017, ENGIE Green absorbant cette dernière. Cette opération fait suite à l'acquisition en 2017 des participations ne donnant pas le contrôle de La Compagnie du Vent (cf. Note 4.3.3).

## Europe hors France et Benelux

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
ENGIE Energielösungen GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland GmbH	Services à l'énergie	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Italia S.p.A (*)	Ventes d'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Servizi S.p.A	Services à l'énergie	Italie	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Romania	Distribution de gaz naturel/Ventes d'énergie	Roumanie	51,0	51,0	IG	IG
ENGIE Supply Holding UK Limited	Ventes d'énergie	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Retail Investment UK Limited	Holding	Royaume-Uni	100,0	100,0	IG	IG
First Hydro Holdings Company	Production d'électricité	Royaume-Uni	75,0	75,0	IG	IG
Keepmoat Regeneration <sup>(1)</sup>	Services à l'énergie	Royaume-Uni	100,0	-	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

(1) Voir Note 4 «Principales variations de périmètre».

## Infrastructures Europe

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
GRDF	Distribution de gaz naturel	France	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GRTgaz (hors Elengy)	Transport de gaz naturel	France	74,8	74,7	IG	IG
Elengy <sup>(1)</sup>	Terminaux méthaniers	France	74,8	100,0	IG	IG
Fosmax LNG <sup>(2)</sup>	Terminaux méthaniers	France	54,2	72,5	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

(1) ENGIE SA a transféré 100% de sa participation dans Elengy à GRTgaz le 27 septembre 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Fosmax LNG est détenue à 72,5% par Elengy.

**GEM & GNL**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
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 Energy Management Holding Switzerland AG	Holding	Suisse	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 (1)**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Groupe ENGIE E&P International	Exploration-production	France et autres pays	70,0	70,0	IG	IG
<i>ENGIE E&amp;P International</i>	<i> Holding - société mère</i>	<i> France</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>ENGIE E&amp;P Nederland B.V.</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Pays-Bas</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>ENGIE E&amp;P Deutschland GmbH</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Allemagne</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>ENGIE E&amp;P Norge AS</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Norvège</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>
<i>ENGIE E&amp;P UK Ltd.</i>	<i> Exploration-production</i>	<i> Royaume-Uni</i>	<i> 70,0</i>	<i> 70,0</i>	<i> IG</i>	<i> IG</i>

(1) *ENGIE E&P International et ses filiales font l'objet d'un classement en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1 «Cession des activités d'exploration-production»).*

**Autres**

Nom	Activité	Pays	% d'intérêt		Méthode de consolidation	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
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	100,0	IG	IG
ENGIE Energie Nederland N.V. (*)	Production d'électricité	Pays-Bas	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Cartagena	Production d'électricité	Espagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Deutschland AG (*)	Production d'électricité	Allemagne	100,0	100,0	IG	IG
ENGIE Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Production d'électricité	Allemagne	57,0	57,0	IG	IG
ENGIE Energia Polska SA (*) <sup>(1)</sup>	Production d'électricité	Pologne	-	100,0	-	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 <sup>(1)</sup>	Production d'électricité	Royaume-Uni	-	75,0	-	IG
Gaztransport & Technigaz (GTT)	Ingénierie	France	40,4	40,4	IG	IG
Tractebel Engineering	Ingénierie	Belgique	100,0	100,0	IG	IG

(1) Actifs cédés au cours de l'exercice 2017 (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

## 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 (74,8%).

*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.

Le 15 février 2018, le Groupe ENGIE a cessé d'exercer son contrôle sur ENGIE E&P International à l'issue de la finalisation de la cession de sa participation de 70%, laquelle met fin de manière concomitante au pacte d'actionnaire avec CIC (cf. Note 27 « Evénements postérieurs à la clôture »).

*GRTgaz (secteur Infrastructures Europe) : 74,8%*

L'analyse du pacte d'actionnaires conclu avec la Société d'Infrastructures Gazières, filiale de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), qui détient 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 3<sup>ème</sup> Directive européenne du 13 juillet 2009 (Code de l'énergie du 9 mai 2011), à des règles d'indépendance, notamment pour ses administrateurs et les membres de la Direction. Le Code de l'énergie confie certains pouvoirs à la CRE dans le cadre de sa mission de contrôle du bon fonctionnement des marchés de gaz en France, notamment celui de vérifier l'indépendance des membres du Conseil d'Administration et de la Direction, de même qu'apprécier le choix des investissements. Le Groupe estime qu'il détient le contrôle de GRTgaz et de ses filiales 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 2017 et au 31 décembre 2016, ainsi que les dividendes versés aux participations ne donnant pas le contrôle de ces filiales significatives :

Noms	Activités	Pourcentage d'intérêt des participations ne donnant pas le contrôle		Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		Capitaux propres des participations ne donnant pas le contrôle		Dividendes payés aux participations ne donnant pas le contrôle		
		31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	
<i>En millions d'euros</i>										
Groupe GRTgaz (Infrastructures Europe, France) <sup>(1)</sup>	Activité régulée de transport de gaz en France	25,2	25,3	109	137	1 196	987	97	86	
Groupe ENGIE Energía Chile (Amérique Latine, Chili) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité - parc thermique	47,2	47,2	45	112	842	941	27	47	
Groupe GLOW (Afrique/Asie, Thaïlande) <sup>(2)</sup>	Production et distribution d'électricité - parcs hydroélectrique, éolien et thermique	30,9	30,9	110	94	565	599	87	84	
Groupe ENGIE Brasil Energia (Amérique Latine, Brésil) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité	31,3	31,3	177	131	563	621	154	105	
Groupe ENGIE Romania (Europe hors France & Benelux, Roumanie)	Distribution de gaz naturel/ Ventes d'énergies	49,0	49,0	35	39	481	470	12	-	
Groupe ENGIE E&P International (E&P, France et autres pays) <sup>(3)</sup>	Portefeuille d'exploration-production et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers	30,0	30,0	93	(47)	363	320	-	-	
ENGIE Energía Perú (Amérique Latine, Pérou) <sup>(2)</sup>	Production et ventes d'électricité - parc thermique et hydroélectrique	38,2	38,2	45	45	337	351	17	19	
Gaztransport & Technigaz (Autres, France) <sup>(2)</sup>	Ingénierie navale, systèmes de confinement à membrane cryogénique pour le transport de GNL	59,6	59,6	41	27	336	355	59	59	
Autres filiales avec des participations ne donnant pas le contrôle					159	40	1 255	1 226	227	106
<b>TOTAL</b>					<b>815</b>	<b>579</b>	<b>5 938</b>	<b>5 870</b>	<b>680</b>	<b>507</b>

(1) Au sein de la ligne «Groupe GRTgaz» Elengy ne contribue au résultat net des participations ne donnant pas le contrôle qu'à compter du 27 septembre 2017.

Au niveau de Fosmax LNG, la quote-part directe de 27,5% des participations ne donnant pas le contrôle dans le résultat net, ainsi que sur les dividendes payés, pour la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 27 septembre 2017, n'est pas reprise dans cette ligne.

(2) 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.

(3) Le Groupe ENGIE E&P International est classé en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017. Les informations financières résumées d'ENGIE E&P International sont présentées dans la Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies».

### 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.

En millions d'euros	Groupe GRTgaz		Groupe ENGIE Energia Chile		Groupe GLOW		Groupe ENGIE Brasil Energia	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>Compte de résultat</b>								
Chiffre d'affaires	2 295	1 993	928	876	1 331	1 343	1 935	1 670
Résultat net	447	544	85	223	267	241	566	417
Résultat net part du Groupe	337	406	40	111	157	147	389	286
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe	1	(26)	(122)	41	(61)	35	(177)	192
<b>RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE</b>	<b>339</b>	<b>381</b>	<b>(82)</b>	<b>152</b>	<b>96</b>	<b>183</b>	<b>212</b>	<b>478</b>
<b>État de situation financière</b>								
Actifs courants	774	586	344	601	584	588	998	957
Actifs non courants	10 481	9 114	2 562	2 601	2 284	2 558	3 897	3 162
Passifs courants	(884)	(699)	(293)	(280)	(359)	(383)	(1 387)	(489)
Passifs non courants	(5 908)	(5 094)	(881)	(997)	(1 135)	(1 300)	(1 834)	(1 772)
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>	<b>4 462</b>	<b>3 908</b>	<b>1 732</b>	<b>1 926</b>	<b>1 374</b>	<b>1 463</b>	<b>1 675</b>	<b>1 858</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE</b>	<b>1 196</b>	<b>987</b>	<b>842</b>	<b>941</b>	<b>565</b>	<b>599</b>	<b>563</b>	<b>621</b>
<b>État des flux de trésorerie</b>								
Flux issus des activités opérationnelles	1 074	1 069	190	266	477	432	794	658
Flux issus des activités d'investissement	(915)	(619)	(428)	(55)	(23)	(17)	(1 548)	(355)
Flux issus des activités de financement	(149)	(450)	55	(109)	(423)	(456)	770	(437)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE <sup>(1)</sup></b>	<b>10</b>	<b>-</b>	<b>(183)</b>	<b>102</b>	<b>30</b>	<b>(41)</b>	<b>16</b>	<b>(134)</b>

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

En millions d'euros	Groupe ENGIE Romania		ENGIE Energia Perú		Gaztransport & Technigaz	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>Compte de résultat</b>						
Chiffre d'affaires		1 062	989	596	665	228
Résultat net		71	80	117	119	69
Résultat net part du Groupe		36	41	72	73	28
Autres éléments du résultat global - Quote-part du Groupe		(12)	(2)	(66)	20	-
<b>RÉSULTAT GLOBAL - QUOTE-PART DU GROUPE</b>		<b>24</b>	<b>39</b>	<b>6</b>	<b>94</b>	<b>28</b>
<b>État de situation financière</b>						
Actifs courants		531	564	225	258	226
Actifs non courants		728	752	1 679	1 902	530
Passifs courants		(240)	(321)	(259)	(351)	(113)
Passifs non courants		(50)	(49)	(764)	(894)	(79)
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES</b>		<b>969</b>	<b>946</b>	<b>880</b>	<b>916</b>	<b>563</b>
<b>TOTAL CAPITAUX PROPRES DES PARTICIPATIONS NE DONNANT PAS LE CONTRÔLE</b>		<b>481</b>	<b>470</b>	<b>337</b>	<b>351</b>	<b>336</b>
<b>État des flux de trésorerie</b>						
Flux issus des activités opérationnelles		116	188	323	206	116
Flux issus des activités d'investissement		(34)	(42)	(74)	(192)	(6)
Flux issus des activités de financement		(67)	(29)	(242)	(36)	(95)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE <sup>(1)</sup></b>		<b>15</b>	<b>117</b>	<b>8</b>	<b>(22)</b>	<b>14</b>

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

## 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 2017 et au 31 décembre 2016 sont présentées ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>État de situation financière</b>		
Participations dans les entreprises associées	4 913	4 736
Participations dans les coentreprises	2 495	1 888
<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>7 409</b>	<b>6 624</b>
<b>Compte de résultat <sup>(1)</sup></b>		
Quote-part du résultat net des entreprises associées	269	671
Quote-part du résultat net des coentreprises	168	81
<b>QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>437</b>	<b>752</b>
<b>État du résultat global</b>		
Quote-part des entreprises associées dans les «Autres éléments du résultat global»	50	47
Quote-part des coentreprises dans les «Autres éléments du résultat global»	(6)	12
<b>QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE DANS LES AUTRES ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>44</b>	<b>59</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

### Jugements significatifs

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

- la gouvernance : représentation du Groupe aux organes de gouvernance, règles de majorité, droits de veto ;
- la détermination des droits, substantiels ou protectifs, accordés aux actionnaires, en relation notamment avec les activités pertinentes de l'entité :  
Cette appréciation peut s'avérer complexe pour les entités «projet» ou «mono-actif» car certaines décisions concernant les activités pertinentes sont fixées dès la création du partenariat pour la durée du projet. En conséquence, l'analyse des décisions porte sur les activités pertinentes (celles qui ont un impact significatif sur le rendement variable de l'entité) restantes ;
- les conséquences d'une clause de résolution de conflits ;
- le droit/l'exposition du Groupe au rendement variable de l'entité :  
Cette appréciation comprend également l'analyse des relations contractuelles du Groupe avec l'entité, particulièrement les conditions dans lesquelles ces contrats sont conclus, leur durée ainsi que la gestion des conflits d'intérêts éventuels lors du vote de l'organe de gouvernance de l'entité.

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

#### *Sociétés projets au Moyen-Orient*

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

*Groupe SUEZ (31,96%)*

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 2017 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 1<sup>er</sup> 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 2017.

## 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	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<i>En millions d'euros</i>												
Groupe SUEZ (Autres)	Traitement de l'eau et des déchets		31,96	32,57	2 099	1 906	100	139	99	(40)	119	119
Energia Sustentável do Brasil (Amérique Latine, Brésil)	Centrale hydraulique	3 750 MW	40,00	40,00	784	774	(23)	197	-	-	-	-
Sociétés projets au Moyen-Orient (Afrique/Asie, Arabie Saoudite, Bahreïn, Qatar, Émirats Arabes Unis, Oman, Koweït) <sup>(1)</sup>	Centrales à gaz et usines de dessalement d'eau de mer				646	651	166	129	(16)	52	96	99
Senoko (Afrique/Asie, Singapour)	Centrales à gaz	3 201 MW	30,00	30,00	298	355	(31)	(10)	(9)	31	-	-
GASAG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) <sup>(2)</sup>	Réseaux de gaz et chaleur		31,58	31,58	247	231	14	5	4	15	2	11
Cameron LNG (GEM & GNL, États-Unis)	Terminal de liquéfaction de gaz		16,60	16,60	220	193	(3)	(6)	(11)	2	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Amérique du Nord, Canada)	Champ éolien	679 MW	40,00	40,00	154	161	16	13	(10)	(14)	23	21
Autres participations dans les entreprises associées individuellement non significatives					466	466	30	204	(6)	1	37	105
<b>PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES</b>					<b>4 913</b>	<b>4 736</b>	<b>269</b>	<b>671</b>	<b>50</b>	<b>47</b>	<b>278</b>	<b>355</b>

(1) Les participations dans les entreprises associées exploitant des centrales à gaz et des usines de dessalement d'eau de mer sur la péninsule arabique ont été regroupées au sein d'un agrégat unique intitulé «sociétés projets au Moyen-Orient». Ce regroupement comprend près de 40 entreprises associées exploitant un parc de centrales thermiques d'une capacité totale installée de 26 033 MW (à 100%) comprenant également 1 507 MW (à 100%) de capacités en cours de construction.

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

Les centrales correspondantes sont, selon les modalités contractuelles, comptabilisées en tant qu'immobilisation corporelle ou en tant que créance financière dès lors que, en application d'IFRIC 4 et IAS 17, la quasi-totalité des risques et avantages liés à l'actif a été transférée à l'acheteur de la production. La structure actionnariale de ces entités comprend systématiquement une société étatique du pays d'implantation de la société projet. Le pourcentage d'intérêt et de droit de vote du Groupe dans chacune de ces entités varie selon les cas entre 20 et 50%.

(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.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de -43 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 27 millions d'euros en 2016) 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>											
Groupe SUEZ <sup>(1)</sup>	15 871	302	(210)	92	10 153	22 218	10 450	12 855	9 066	31,96	2 099
Energia Sustentável do Brasil	789	(58)	(1)	(58)	269	4 976	591	2 695	1 960	40,00	784
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 147	653	(25)	628	2 477	21 060	4 673	16 131	2 734		646
Senoko	1 081	(105)	(31)	(135)	238	2 505	145	1 603	995	30,00	298
GASAG	1 106	46	12	58	780	1 676	1 500	173	782	31,58	247
Cameron LNG	57	(20)	(67)	(86)	87	5 770	267	4 267	1 323	16,60	220
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	175	39	(25)	14	73	1 128	69	747	385	40,00	154
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>											
Groupe SUEZ <sup>(1)</sup>	15 322	420	(333)	87	9 086	20 198	10 037	11 881	7 366	32,57	1 906
Energia Sustentável do Brasil	578	493	-	493	308	6 108	919	3 563	1 934	40,00	774
Sociétés projets au Moyen-Orient	4 004	557	227	784	2 360	24 294	5 302	18 617	2 735		651
Senoko	1 125	(34)	102	68	308	2 763	141	1 744	1 185	30,00	355
GASAG <sup>(2)</sup>	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

(1) Pour SUEZ, les données indiquées dans le tableau correspondent aux informations financières publiées par SUEZ. Le total capitaux propres part du Groupe s'élève à 6 562 millions d'euros dans les comptes publiés de SUEZ et à 6 464 millions d'euros dans les comptes d'ENGIE. La différence de 98 millions d'euros provient de la non prise en compte de la quote part des titres super-subordonnés émis par SUEZ dans les capitaux du Groupe attribuables à ENGIE, partiellement compensée par l'exercice d'évaluation à la juste valeur des actifs et passifs de SUEZ lors de son changement de méthode de consolidation le 22 juillet 2013.

(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 2017, la valeur de marché de cette participation s'élève à 2 922 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 2017.

<i>En millions d'euros</i>	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	-	264	-	37	333	-	-
Contassur <sup>(1)</sup>	-	-	-	159	-	-	-
Energia Sustentável Do Brasil	167	-	-	-	50	11	-
Autres	15	6	1	7	34	3	-
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>183</b>	<b>270</b>	<b>1</b>	<b>202</b>	<b>416</b>	<b>14</b>	<b>-</b>

(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 159 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 130 millions d'euros au 31 décembre 2016.

## 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	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<i>En millions d'euros</i>												
National Central Cooling Company - «Tabreed» (Moyen-Orient, Abu Dhabi)	Réseaux urbains de froid		40,00	-	656	-	13	-	-	-	-	-
EcoEléctrica (Amérique du Nord, Porto Rico)	CCGT et terminal GNL	507 MW	50,00	50,00	478	504	46	38	-	-	-	37
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	329	420	40	62	3	1	135	30
WSW Energie und Wasser AG (Europe hors France & Benelux, Allemagne) <sup>(1)</sup>	Production et distribution d'électricité		33,10	33,10	192	185	7	12	-	-	3	3
Tihama Power Generation Co (Afrique/Asie, Arabie Saoudite)	Production d'électricité	1 599 MW	60,00	60,00	122	136	2	21	1	6	-	-
Ohio State Energy Partners (Amérique du Nord)	Services à l'énergie		50,00	-	117	-	3	-	(2)	-	1	-
Megal GmbH (Infrastructures Europe, Allemagne)	Réseau de transport de gaz		49,00	49,00	98	105	4	5	-	-	12	17
Transmisora Eléctrica del Norte (Amérique Latine, Chili)	Ligne de transmission d'électricité		50,00	50,00	66	79	1	(1)	-	-	-	(5)
Autres participations dans les coentreprises individuellement non significatives					438	459	51	(56)	(8)	5	36	32
<b>PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES</b>					<b>2 495</b>	<b>1 888</b>	<b>168</b>	<b>81</b>	<b>(6)</b>	<b>12</b>	<b>188</b>	<b>114</b>

(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.

La quote-part de résultat dans les coentreprises comprend des résultats non récurrents pour un montant de 18 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre -8 millions d'euros en 2016). 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 <sup>(1)</sup>	Impôts	Résultat net	Autres éléments du résultat global	Résultat global
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>							
National Central Cooling Company «Tabreed»	121	(12)	(15)	-	34	-	34
EcoÉlétrica	301	(72)	(2)	(4)	92	-	92
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	760	(66)	(36)	(20)	100	12	112
WSW Energie und Wasser AG	879	(13)	(5)	(16)	21	1	23
Tihama Power Generation Co	120	(5)	(26)	(5)	3	2	4
Ohio State Energy Partners	27	-	(16)	-	6	(5)	1
Megal GmbH	115	(59)	(4)	2	9	-	9
Transmisora Eléctrica del Norte	7	-	4	(1)	3	(8)	(5)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>							
EcoÉlétrica	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 <sup>(2)</sup>	1 179	(16)	(4)	(19)	37	-	37
Tihama Power Generation Co	126	(6)	(29)	(3)	35	11	46
Megal GmbH	115	(55)	(4)	(1)	11	-	11
Transmisora Eléctrica del Norte	-	-	(2)	1	(2)	(10)	(12)

(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.

## 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>										
National Central Cooling Company «Tabreed»	101	108	2 351	-	160	760	-	1 641	40,00	656
EcoÉlétrica	97	128	773	3	16	-	23	955	50,00	478
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal <sup>(1)</sup>	245	741	1 259	315	168	886	130	746	50,00	329
WSW Energie und Wasser AG <sup>(2)</sup>	13	117	769	40	98	105	97	560	33,10	192
Tihama Power Generation Co	77	121	526	50	52	404	14	204	60,00	122
Ohio State Energy Partner	25	-	931	717	1	6	-	234	50,00	117
Megal GmbH	5	6	765	4	50	446	77	200	49,00	98
Transmisora Eléctrica del Norte	21	103	849	2	5	836	-	131	50,00	66
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>										
EcoÉlétrica	74	131	959	1	16	108	29	1 009	50,00	504
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	275	729	1 699	382	162	1 113	130	917	50,00	420
WSW Energie und Wasser AG	37	171	754	33	174	126	95	534	33,10	185
Tihama Power Generation Co	64	108	660	55	27	508	16	227	60,00	136
Megal GmbH	24	8	726	3	69	389	84	214	49,00	105
Transmisora Eléctrica del Norte	29	3	733	1	119	487	-	158	50,00	79

(1) Au niveau du sous-groupe portugais, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 658 millions d'euros. La quote-part de ces 658 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 329 millions d'euros.

(2) Au niveau du sous-groupe WSW Energie und Wasser AG, les capitaux propres part du Groupe s'élèvent à 549 millions d'euros. La quote-part de ces 549 millions d'euros attribuable à ENGIE s'élève donc à 182 millions d'euros, à laquelle s'ajoute une quote-part additionnelle de 11 millions d'euros au titre d'une participation non contrôlante détenue en direct par ENGIE dans une filiale de ce sous-groupe (et par conséquent non incluse dans les 549 millions d'euros de capitaux propres part du Groupe).

### 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 2017.

<i>En millions d'euros</i>	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	-	96	-	-	-	-	-
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	-	-	-	1	128	-	-
WSW Energie und Wasser AG	3	54	-	5	-	2	-
Megal GmbH	65	-	-	-	-	5	-
Futures Energies Investissements Holding	1	16	4	1	206	1	-
Autres	55	13	7	2	151	3	-
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>125</b>	<b>180</b>	<b>11</b>	<b>8</b>	<b>486</b>	<b>11</b>	<b>-</b>

## 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 249 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 289 millions d'euros au 31 décembre 2016). Le montant des pertes non comptabilisées relatif à l'exercice 2017 s'élève à 5 millions d'euros.

Ces pertes non comptabilisées correspondent notamment (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 d'usines 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 2017, 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 1 505 millions de dollars américains (1 255 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 180 millions de dollars américains (150 millions d'euros),
  - une garantie de bonne fin de construction à hauteur de 1 230 millions de dollars américains (1 026 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 2017, les tirages de dettes effectués à date par Cameron LNG représentent, intérêts courus compris, un montant de 848 millions de dollars américains (707 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 (79 millions d'euros). Au 31 décembre 2017, l'exposition réelle du Groupe au titre de ces garanties s'élève à 30 millions de dollars américains (25 millions d'euros) ;
- Energia Sustentável do Brasil («Jirau») pour un montant global de 4 427 millions de reais brésiliens (1 116 millions d'euros).

Au 31 décembre 2017, 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 11 068 millions de reals brésiliens (2 790 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 1 801 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 675 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 239 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 420 millions d'euros,
- des garanties de bonne fin de construction et autres garanties à hauteur de 467 millions d'euros.

## NOTE 4 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

### 4.1 Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies

Au 31 décembre 2017, 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 6 687 et 3 371 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Immobilisations corporelles et incorporelles nettes	5 307	3 153
Autres actifs	1 380	353
<b>TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE</b>	<b>6 687</b>	<b>3 506</b>
<i>dont Actifs des activités non poursuivies</i>	<i>5 471</i>	<i>-</i>
Dettes financières	418	-
Autres passifs	2 953	300
<b>TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE</b>	<b>3 371</b>	<b>300</b>
<i>dont Passifs directement liés à des actifs des activités non poursuivies</i>	<i>2 705</i>	<i>-</i>

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016 (portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis ; centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne) ont été cédés au cours de l'exercice 2017 (cf. Note 4.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017»).

Les actifs et passifs présentés au 31 décembre 2017 sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière se rapportent aux activités d'exploration-production, ainsi qu'à la centrale de production d'électricité de Loy Yang B en Australie.

Les activités d'exploration-production destinées à être cédées sont par ailleurs présentées en tant qu'activités non poursuivies dans les états financiers consolidés du Groupe dans la mesure où elles représentent une ligne d'activité principale et distincte au sens de la norme IFRS 5 - *Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées*. En conséquence, le résultat net généré par les activités d'exploration-production est présenté sur une ligne distincte après le résultat des activités poursuivies. Cette présentation distincte au compte de résultat s'applique également aux données comparatives de l'exercice précédent.

La transaction relative à la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B a d'ores et déjà été finalisée par le Groupe en janvier 2018, suivie en février 2018 par la finalisation de la cession des activités d'exploration-production.

Par ailleurs, le Groupe a conclu en novembre 2017 un accord en vue de la cession à Total de ses activités amont de Gaz Naturel Liquéfié (GNL), pour une valeur totale de 2,04 milliards de dollars américains, incluant un complément de prix pouvant aller jusqu'à 550 millions de dollars américains. Le Groupe a cependant estimé, au regard de l'avancement au 31 décembre 2017 du processus de levée des conditions suspensives, dont certaines ne sont pas à sa main, qu'à cette date ces activités ne pouvaient être classées en tant qu'activités destinées à être cédées.

#### 4.1.1 Cession des activités d'exploration-production

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans sa filiale ENGIE E&P International (EPI), après avoir reçu de ce dernier une offre d'achat ferme et irrévocable. A l'issue du processus de consultation des instances représentatives du personnel, ENGIE a formellement signé le 22 septembre 2017 avec Neptune Energy le contrat de vente portant sur sa participation de 70% dans EPI.

Cette transaction est devenue effective le 15 février 2018 (cf. Note 27 «Evénements postérieurs à la clôture»).

EPI regroupe l'ensemble des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe ENGIE. Le périmètre des activités d'EPI est constitutif, à lui seul, du secteur reportable Exploration & Production (cf. Note 6 «Information sectorielle» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016). Neptune Energy est une entreprise basée au Royaume-Uni, soutenue par des fonds conseillés par The Carlyle Group et

CVC Capital Partners, et par un fonds souverain, dont l'activité consiste à investir dans des activités amont de pétrole et de gaz.

Le Groupe a procédé au classement d'EPI en «Activités non poursuivies» à la date du 11 mai 2017. Ce jugement, confirmé depuis par la finalisation de cette transaction en date du 15 février 2018, était fondé sur le caractère ferme et irrévocable de l'offre d'achat reçue de Neptune Energy, ainsi que sur la nature des conditions suspensives à lever à la date de réception de l'offre. Les impacts de ce classement sur les états financiers consolidés du Groupe sont les suivants :

- les actifs destinés à la vente et les passifs correspondants sont présentés séparément des autres actifs et passifs sur des lignes spécifiques de l'état de situation financière au 31 décembre 2017, sans reclassement de l'état de situation financière comparatif au 31 décembre 2016 ;
- le résultat net des activités non poursuivies réalisé sur l'exercice 2017 est présenté sur une ligne unique du compte de résultat intitulée «Résultat net des activités non poursuivies». Les données comparatives du compte de résultat au 31 décembre 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative») ;
- les éléments recyclables et non recyclables relatifs aux activités non poursuivies sont présentés séparément, sur des lignes spécifiques de l'état du résultat global au 31 décembre 2017. Les données comparatives de l'état du résultat global au 31 décembre 2016 ont également été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative») ;
- les flux de trésorerie nets liés à l'exploitation, aux investissements et aux financements, attribuables aux activités non poursuivies réalisés, sont présentés sur des lignes distinctes dans l'état de flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2017. Les données comparatives de l'état de flux de trésorerie au 31 décembre 2016 ont été retraitées conformément à IFRS 5 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

#### 4.1.2 Données financières relatives aux activités non poursuivies

##### Résultat des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Chiffre d'affaires	1 908	1 909
Achats	(225)	(178)
Charges de personnel	(206)	(235)
Amortissements, dépréciations et provisions	(121)	(646)
Autres charges opérationnelles	(285)	(434)
Autres produits opérationnels	14	108
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>1 086</b>	<b>524</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	5	12
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>1 091</b>	<b>536</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(13)	(25)
Pertes de valeur	(137)	(157)
Restructurations	(1)	(25)
Effets de périmètre	4	□
Autres éléments non récurrents	(1)	□
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>944</b>	<b>328</b>
Charges financières	(85)	(78)
Produits financiers	43	20
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(43)</b>	<b>(58)</b>
Impôt sur les bénéfices	(611)	(428)
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>290</b>	<b>(158)</b>
Résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe	196	(111)
Résultat net des activités non poursuivies attribuable à des participations ne donnant pas le contrôle	93	(47)

Le chiffre d'affaires réalisé par EPI auprès de sociétés du Groupe ENGIE s'établit à 153 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 109 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Conformément aux dispositions de la norme IFRS 5, ENGIE a arrêté de comptabiliser l'amortissement des immobilisations corporelles et incorporelles d'EPI à compter du 11 mai 2017. Au 31 décembre 2017, l'économie ainsi générée en matière de dotations aux amortissements s'élève à 297 millions d'euros avant impôt.

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 pour 137 millions d'euros sont essentiellement liées à la décision du Groupe de ne pas poursuivre l'exploitation d'une licence d'exploration d'un champ gazier en Mer Caspienne. La licence, ainsi que les coûts capitalisés relatifs à ce projet, ont par conséquent été intégralement dépréciés. Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2016 pour 157 millions d'euros portaient principalement sur des actifs de production et des licences d'exploration en Mer du Nord, en Indonésie et en Egypte.

Le résultat financier au 31 décembre 2017 comprend 35 millions de charges d'intérêts au titre de la dette nette contractée par EPI vis-à-vis du groupe ENGIE (contre 32 millions d'euros au 31 décembre 2016).

Par ailleurs, le résultat net des activités non poursuivies inclut à hauteur de 20 millions d'euros les coûts spécifiquement encourus dans le cadre de la transaction avec Neptune Energy.

### Résultat global des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2017 Quote-part du Groupe	31 déc. 2017 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2016	31 déc. 2016 Quote-part du Groupe	31 déc. 2016 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>309</b>	<b>216</b>	<b>93</b>	<b>(158)</b>	<b>(111)</b>	<b>(47)</b>
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	115	81	35	(612)	(428)	(183)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(42)	(29)	(12)	263	184	79
Écarts de conversion	(250)	(175)	(75)	73	51	22
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>	<b>(177)</b>	<b>(124)</b>	<b>(53)</b>	<b>(276)</b>	<b>(193)</b>	<b>(83)</b>
Pertes et gains actuariels	(2)	(2)	(1)	8	5	2
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	9	7	3	(5)	(3)	(1)
<b>TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES</b>	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>140</b>	<b>98</b>	<b>42</b>	<b>(432)</b>	<b>(302)</b>	<b>(129)</b>

Le solde des gains et pertes reconnus en capitaux propres au 31 décembre 2017 s'élève à -60 millions d'euros (dont -43 millions d'euros en quote-part du Groupe), et inclut :

- des éléments non recyclables en compte de résultat, essentiellement les gains et pertes actuariels sur les engagements de retraites pour un montant net d'impôts de -73 millions d'euros (dont -51 millions d'euros en quote-part du Groupe) ;
- des éléments recyclables en compte de résultat, principalement les écarts de conversion pour 13 millions d'euros (dont 9 millions d'euros en quote-part du Groupe).

## Actifs et passifs des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2017
<b>Actifs non courants</b>	
Goodwills	32
Immobilisations incorporelles nettes	194
Immobilisations corporelles nettes	4 146
Titres disponibles à la vente	20
Prêts et créances au coût amorti	3
Participations dans les entreprises mises en équivalence	13
Autres actifs	11
Impôts différés actif	237
<b>TOTAL ACTIFS NON COURANTS</b>	<b>4 655</b>
<b>Actifs courants</b>	
Instruments financiers dérivés	1
Clients et autres débiteurs	270
Stocks	60
Autres actifs	468
Trésorerie et équivalents de trésorerie	16
<b>TOTAL ACTIFS COURANTS</b>	<b>815</b>
<b>TOTAL ACTIFS DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>5 471</b>

En millions d'euros	31 déc. 2017
<b>Passifs non courants</b>	
Provisions	1 252
Dettes financières	5
Autres passifs	31
Impôts différés passif	836
<b>TOTAL PASSIFS NON COURANTS</b>	<b>2 123</b>
<b>Passifs courants</b>	
Provisions	14
Dettes financières	3
Instruments financiers dérivés	3
Fournisseurs et autres créanciers	215
Autres passifs	346
<b>TOTAL PASSIFS COURANTS</b>	<b>581</b>
<b>TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS A DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>2 705</b>

Par ailleurs, la dette nette d'EPI contractée vis-à-vis du Groupe (exclue des éléments ci-dessus) s'élève à 1 612 millions d'euros au 31 décembre 2017.

## Flux de trésorerie des activités non poursuivies

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>294</b>	<b>(158)</b>
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>	<b>1 229</b>	<b>1 146</b>
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>(95)</b>	<b>(473)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>647</b>	<b>111</b>
Investissements corporels et incorporels	(596)	(940)
Autres	83	41
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(512)</b>	<b>(899)</b>
Flux des activités de financement hors opérations intragroupe	19	188
Opérations avec ENGIE sur les emprunts	(207)	605
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>	<b>(188)</b>	<b>793</b>
Effet des variations de change et divers	(11)	(12)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE</b>	<b>(64)</b>	<b>(7)</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>	<b>81</b>	<b>87</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE</b>	<b>16</b>	<b>81</b>

### 4.1.3 Cession de la centrale à charbon de Loy Yang B (Australie)

Le 23 novembre 2017, le Groupe a signé un accord engageant sous conditions avec la maison-mère d'Alinta Energy, Chow Tai Fook Enterprises, en vue de lui céder ses parts dans la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B, en Australie. Cette centrale, d'une capacité de 1 000 MW, se situe dans la vallée de Latrobe, dans l'État de Victoria. Cette cession porte sur l'intégralité des parts détenues indirectement par ENGIE (70%) et Mitsui (30%) dans cette filiale du Groupe.

Au 31 décembre 2017, 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 141 millions d'euros au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur à hauteur de ce montant, intégralement imputée sur le *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe de 294 millions d'euros au 31 décembre 2017. La contribution de Loy Yang B au résultat net part du Groupe s'est élevée à 36 millions d'euros en 2017 et à -11 millions d'euros en 2016.

Cette cession est devenue effective le 15 janvier 2018 (cf. Note 27 «Evènements postérieurs à la clôture»).

## 4.2 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017

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<sub>2</sub> et aux activités dites *merchant* sur la période 2016-2018.

Les incidences des principales cessions et accords de cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2017, hors cessions partielles dans le cadre des activités DBSO <sup>(1)</sup>, sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net
<b>Opérations finalisées sur l'exercice 2017 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2016</b>	<b>3 377</b>	<b>(3 338)</b>
Cession du portefeuille de centrales thermiques merchant - États-Unis	3 085	(3 098)
Cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec - Pologne	292	(240)
<b>Opérations de l'exercice 2017</b>	<b>558</b>	<b>(1 369)</b>
Cession de la participation de 30% dans Opus Energy - Royaume-Uni	122	(122)
Cession de la participation de 10% dans Petronet LNG - Inde	436	(428)
Transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz - France	202	(195)
Cession de la participation de 38,1% dans NuGen - Royaume-Uni	122	(122)
Cession de la participation de 75% dans un portefeuille de centrales de production d'électricité - Royaume-Uni	82	(218)
Classement des activités de la centrale de Loy Yang B en «Actifs destinés à être cédés» - Australie		(294)
Classement des activités d'exploration-production en «Activités non poursuivies»		10
<b>Autres opérations de cession individuellement non significatives</b>		<b>(84)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(4 791)</b>

A cet effet de réduction de l'endettement net de 4 791 millions d'euros au 31 décembre 2017 s'ajoutent les effets de réduction d'endettement net de 3 992 et de 193 millions d'euros constatées respectivement au 31 décembre 2016 et au 31 décembre 2015 dans le cadre de ce programme de cession d'actifs, soit un cumul de 8 976 millions d'euros.

(1) *Develop, Build, Share and Operate.*

#### 4.2.1 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, représentant 8,7 GW de capacités installées (à 100%) et opérant sur les marchés d'Ercot, PJM et New England. 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, selon les termes de l'accord de cession conclu le 24 février 2016 entre le Groupe et le consortium formé par Dynegy et ECP.

Au 31 décembre 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 540 millions d'euros, dont 513 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), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 3 098 millions d'euros.

Cette transaction met un point final au processus de cession 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 ce portefeuille d'actifs était hautement probable, et avait donc procédé à son classement 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 au 31 décembre 2015 sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés, tandis que le classement en «Actifs destinés à être cédés» contribuait à réduire l'endettement net du Groupe de 193 millions d'euros à cette même date.

Au 31 décembre 2016, le Groupe avait finalisé la cession des actifs de production hydroélectriques *merchant*, opération se traduisant par une réduction de l'endettement net de 861 millions d'euros. En outre, une perte de valeur complémentaire de 238 millions d'euros avait été comptabilisée par le Groupe sur le solde du portefeuille non cédé au 31 décembre 2016, à savoir les centrales thermiques *merchant*, et qui demeurerait classé en «Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 4.1.1 «Cession d'une partie du portefeuille d'actifs de production d'électricité *merchant* aux États-Unis» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016).

#### 4.2.2 Cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec (Pologne)

Le 14 mars 2017, le Groupe a finalisé la cession à Enea, société détenue par l'État polonais, de 100% de sa filiale ENGIE Energia Polska, entité 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. Le Groupe a reçu un paiement de 292 millions d'euros correspondant au prix de cession de l'intégralité de sa participation dans ENGIE Energia Polska.

Au 31 décembre 2017, cette opération se traduit par la constatation d'un résultat de cession de 57 millions d'euros, dont 59 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), ainsi que par une réduction de l'endettement net du Groupe de 240 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, le Groupe avait considéré au regard de l'avancement du processus de cession que la vente de ces actifs était hautement probable et avait donc procédé au classement de cette centrale en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Une perte de valeur de 375 millions d'euros avait alors été comptabilisée sur ce groupe d'actifs destinés à être cédés (cf. Note 4.2 «Actifs destinés à être cédés» des états financiers consolidés au 31 décembre 2016).

#### 4.2.3 Cession de la participation de 30% dans Opus Energy (Royaume-Uni)

Le 10 février 2017, le Groupe (via sa filiale International Power Ltd) a cédé au groupe Drax l'intégralité de sa participation de 30% dans Opus Energy, société consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe, et dont l'activité principale est la commercialisation d'électricité et de gaz auprès de clients professionnels sur le marché britannique.

Le Groupe a reçu un paiement de 105 millions de livres sterling (soit 122 millions d'euros) correspondant au prix de cession de sa participation de 30% dans Opus Energy. Le résultat de cession s'élève à 21 millions d'euros.

#### 4.2.4 Cession de la participation de 10% dans Petronet LNG (Inde)

Le 8 juin 2017, le Groupe a cédé sur le marché de la Bourse de Bombay l'intégralité de sa participation de 10% dans la société indienne Petronet LNG Ltd, importateur de gaz naturel liquéfié (GNL) et opérateur d'infrastructures de regazéification. Le Groupe a reçu un paiement de 436 millions d'euros, correspondant au prix de cession de ses titres sur le marché boursier.

Le résultat de cession sur ces titres disponibles à la vente s'élève à 349 millions d'euros, dont 357 millions d'euros au titre du recyclage en compte de résultat des variations de juste valeur comptabilisées jusqu'alors en «Autres éléments du résultat global».

#### 4.2.5 Transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz (France)

Le 27 septembre 2017, ENGIE SA, la Société d'Infrastructures Gazières («SIG», détenue par CNP Assurances et la Caisse des Dépôts et Consignations) et GRTgaz ont finalisé l'opération d'acquisition de 100% d'Elengy (filiale du 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, le solde étant détenu par le FPCE Alto).

Conformément aux termes de l'accord signé entre les parties le 18 juillet 2017, l'opération a été structurée autour de trois étapes, mises en œuvre de manière simultanée :

- souscription par SIG à une augmentation de capital réservée de GRTgaz, par apport en numéraire de 202 millions d'euros ;
- cession par ENGIE SA à GRTgaz de 25% des parts d'Elengy pour un montant en numéraire de 202 millions d'euros, financé grâce à ladite augmentation de capital ;
- apport en nature par ENGIE SA de 75% des parts restantes d'Elengy, rémunéré par GRTgaz par une augmentation de capital réservée.

Cette transaction entre actionnaires, qui préserve la structure de l'actionnariat de GRTgaz, est devenue effective à l'issue de l'Assemblée Générale Extraordinaire de GRTgaz, qui a approuvé l'ensemble des dispositions juridiques afférentes. Le Groupe conserve le contrôle exclusif d'Elengy.

S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable cédée, soit 69 millions d'euros a été comptabilisée en capitaux propres part du Groupe. Cette transaction se traduit également par une diminution de la dette nette du Groupe de 195 millions d'euros, après prise en compte des coûts de transaction.

#### 4.2.6 Finalisation de la sortie des activités nucléaires au Royaume-Uni

Le 25 juillet 2017, le Groupe a finalisé le transfert à Toshiba de l'intégralité de sa participation résiduelle de 38,10% dans NuGen, société britannique consolidée par mise en équivalence dans les états financiers du Groupe qui prévoit de construire trois réacteurs à Moorside, dans le comté de Cumbria, au nord-ouest de l'Angleterre.

Le Groupe avait annoncé le 4 avril 2017 sa décision d'exercer ses droits contractuels de transfert de la participation dans le projet compte tenu des difficultés financières auxquelles fait face la société.

La finalisation de la transaction s'est traduite par l'encaissement d'un produit de cession de 109 millions de livres sterling (soit 122 millions d'euros) représentant un résultat de cession de 93 millions d'euros.

## 4.2.7 Cession d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni

Le 31 octobre 2017, le Groupe a finalisé la cession à Energy Capital Partners (ECP), société de capitaux privés spécialisée dans l'investissement dans les infrastructures énergétiques, d'un portefeuille de centrales de production d'électricité au Royaume-Uni, représentant 1 841 MW de capacités installées (à 100%). Ce portefeuille, consolidé par intégration globale dans les états financiers du Groupe, était détenu par le Groupe à hauteur de 75%, Mitsui détenant le solde. Le portefeuille cédé comprend :

- la centrale à cycle combiné gaz de Saltend, d'une capacité de 1 197 MW, située dans le Yorkshire de l'Est ;
- la centrale électrique à gaz de Deeside, d'une capacité de 515 MW, située dans le nord du Pays de Galles ;
- la centrale thermique alimentée au fioul d'Indian Queens, d'une capacité de 129 MW, située dans les Cornouailles.

La transaction a été réalisée sur la base d'une valeur d'entreprise totale de 205 millions de livres sterling (soit 232 millions d'euros). Le Groupe a reçu un paiement de 205 millions de livres sterling (soit 232 millions d'euros) correspondant pour 72 millions de livres sterling (82 millions d'euros) au prix de cession de 100% des parts dans ce portefeuille de centrales - montant sur lequel une quote-part de 25% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes - et pour 133 millions de livres sterling (156 millions d'euros) au remboursement des prêts actionnaires accordé à ce portefeuille d'actifs de production d'électricité.

Outre la reprise de perte de valeur de 93 millions d'euros préalablement actée par le Groupe sur ce portefeuille de centrales (cf. Note 8.2 «Pertes de valeur nettes»), cette opération se traduit au 31 décembre 2017 par la constatation d'un résultat de cession de 61 millions d'euros, dont 47 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).

## 4.3 Acquisitions réalisées au cours de l'exercice 2017

### 4.3.1 Acquisition de Keepmoat Regeneration (Royaume-Uni)

Le 28 avril 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition de 100% de la société Keepmoat Regeneration, leader sur le marché britannique des services de rénovation pour les collectivités locales. Keepmoat Regeneration est spécialisée dans la conception, la rénovation et l'amélioration des bâtiments. Cette transaction a été réalisée sur la base d'un prix de 331 millions de livres sterling (soit 392 millions d'euros).

Au 31 décembre 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 453 millions d'euros.

### 4.3.2 Acquisition d'Icomera (Suède)

Le 15 juin 2017, le Groupe (via sa filiale ENGIE Ineo) a finalisé l'acquisition de 100% de la société suédoise Icomera AB, spécialisée dans le développement de solutions de communication embarquées multiservices destinées aux voyageurs et aux opérateurs de transport. Le Groupe a procédé à un investissement global de 119 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire. Le *goodwill* provisoire s'élève à 113 millions d'euros.

### 4.3.3 Acquisition des participations résiduelles de La Compagnie du Vent (France)

Le 4 avril 2017, le Groupe a signé un accord avec SOPER portant sur l'acquisition de la participation ne donnant pas le contrôle de 41% détenue par ce dernier dans La Compagnie du Vent. Cette transaction entre actionnaires est devenue effective le 19 juin 2017, suite à la levée des conditions suspensives.

La conclusion de cet accord a entraîné au préalable une augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du

Vent, et dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* pour 131 millions d'euros en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 1.4.11.2 «*Passifs financiers*»). Au 31 décembre 2017, le passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) est intégralement soldé.

#### 4.3.4 Acquisition d'une participation de 40% dans Tabreed (Émirats Arabes Unis)

Le 16 août 2017, le Groupe a finalisé l'acquisition d'une participation de 40% dans National Central Cooling Company PJSC («*Tabreed*»), société cotée sur la bourse de Dubaï, spécialisée dans les solutions innovantes de climatisation dans le cadre de projets majeurs d'infrastructures aux Émirats Arabes Unis et dans les pays membres du Conseil de coopération du Golfe (CCG). Cette participation a été acquise pour un prix de 2,8 milliards de dirhams (soit 657 millions d'euros) auprès de Mubadala Investment Company («*Mubadala*»), société d'investissements stratégiques basée à Abu Dhabi, cette dernière conservant toutefois une participation de 42% dans Tabreed.

La participation de 40% dans Tabreed est consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe. La valeur comptable de cette coentreprise s'élève à 656 millions d'euros au 31 décembre 2017.

### 4.4 Autres opérations de l'exercice 2017

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 2017, notamment aux Pays-Bas avec l'acquisition d'EV-Box, spécialisée dans la fourniture de solutions de recharge pour véhicules électriques, et aux États-Unis avec l'acquisition de six sociétés du groupe Talen Energy spécialisées dans les services BtoB.

### 4.5 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2016

Les cessions réalisées au cours de l'exercice 2016 se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 992 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2015.

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net au 31 déc. 2016
<b>Opérations finalisées sur 2016 relatives à des «<i>Actifs destinés à être cédés</i>» au 31 décembre 2015</b>	<b>868</b>	<b>(861)</b>
Cession du portefeuille d'actifs de production d'électricité merchant - États-Unis		
- Cession des actifs de production hydroélectriques merchant	868	(861)
<b>Opérations de l'exercice 2016</b>	<b>1 786</b>	<b>(2 531)</b>
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 Maia Eolis à Futures Energies Investissements Holding (FEIH) - France	102	(199)
Cession de participations comptabilisées en « <i>Titres disponibles à la vente</i> »		
- Participation dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution	410	(410)
- Participation dans Transportadora de Gas del Perú (TgP)	154	(154)
<b>Autres opérations de cession</b>		<b>(601)</b>
<b>TOTAL</b>		<b>(3 992)</b>

## 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

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'explique comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017 <sup>(1)</sup>	31 déc. 2016 <sup>(2)</sup>
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>5 273</b>	<b>5 636</b>
Dotations nettes aux amortissements et autres	3 980	3 815
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2)	38	59
Quote-part non récurrente du résultat net des entreprises mises en équivalence	26	(19)
<b>EBITDA</b>	<b>9 316</b>	<b>9 491</b>

(1) À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 142 millions d'euros.

(2) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

### 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 recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués comptabilisé en 2017 ;
- l'impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes en 2017 (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 1<sup>er</sup> 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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE</b>		<b>1 423</b>	<b>(415)</b>
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE</b>		<b>196</b>	<b>(111)</b>
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE</b>		<b>1 226</b>	<b>(304)</b>
Résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		722	626
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>1 948</b>	<b>322</b>
<b>Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»</b>		<b>2 454</b>	<b>3 512</b>
<i>MM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	8	307	(1 279)
<i>Pertes de valeur</i>	8	1 317	4 035
<i>Restructurations</i>	8	671	450
<i>Effets de périmètre</i>	8	(752)	(544)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	8	911	850
<b>Autres éléments retraités</b>		<b>(1 268)</b>	<b>(754)</b>
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	9.3	2	5
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	9.2	98	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture et inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de flux de trésorerie</i>	9.3	186	103
<i>Recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués</i>		(408)	
<i>Impact des changements de taux d'impôt en France et aux États-Unis et autres mesures non récurrentes</i>		(479)	(904)
<i>Autres effets impôts retraités</i>		(693)	61
<i>Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</i>		26	(19)
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>		<b>3 134</b>	<b>3 080</b>
Résultat net récurrent des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		762	650
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS POURSUIVIES, PART DU GROUPE</b>		<b>2 372</b>	<b>2 430</b>
Résultat net récurrent des activités non poursuivies, part du Groupe		291	47
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE</b>		<b>2 662</b>	<b>2 477</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

Les éléments de réconciliation entre le résultat net des activités non poursuivies part du Groupe et le résultat net récurrent des activités non poursuivies part du Groupe se présentent comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE</b>		<b>196</b>	<b>(111)</b>
Résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		93	(47)
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>290</b>	<b>(158)</b>
<b>Rubriques du passage entre le «RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE» et le «RAO»</b>		<b>147</b>	<b>208</b>
<i>Autres éléments retraités</i>		(21)	19
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>		<b>416</b>	<b>68</b>
Résultat net récurrent des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle		125	21
<b>RÉSULTAT NET RÉCURRENT DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES, PART DU GROUPE</b>		<b>291</b>	<b>47</b>

## 5.3 Capitaux engagés industriels

La réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	57 528	64 378
(+) Goodwills	17 285	17 372
(-) <i>Goodwill Gaz de France - SUEZ et International Power<sup>(1)</sup></i>	(7 715)	(8 448)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 496	1 008
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 409	6 624
(-) <i>Goodwill International Power<sup>(1)</sup></i>	(144)	(173)
(+) Clients et autres débiteurs	20 311	20 835
(-) <i>Appels de marge<sup>(1,2)</sup></i>	(1 110)	(1 691)
(+) Stocks	4 155	3 656
(+) Autres actifs courants et non courants	9 059	11 123
(+) Impôts différés	(4 417)	(5 525)
(+) <i>Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables de capitaux propres<sup>(1)</sup></i>	(236)	(477)
(-) Provisions	(21 768)	(22 208)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)<sup>(1)</sup></i>	2 438	2 566
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(16 432)	(17 075)
(+) <i>Appels de marge<sup>(1,2)</sup></i>	473	771
(-) Autres passifs	(15 803)	(17 106)
<b>CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS</b>	<b>52 528</b>	<b>55 629</b>

(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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt	8 305	9 117
Impôt décaissé	(894)	(896)
Variation du besoin en fonds de roulement	1 251	1 842
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	83	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	170	142
Intérêts financiers versés	(745)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	100	137
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(181)	(257)
(+) <i>Variation bilantaire des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat et autres</i>	222	297
<b>CASH FLOW DES OPÉRATIONS (CFFO)</b>	<b>8 311</b>	<b>9 578</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

## 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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Investissements corporels et incorporels	5 779	5 290
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	690	411
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	32	80
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 446	208
Acquisitions de titres disponibles à la vente	258	391
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	838	(30)
(+) Autres	3	-
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	(1)	26
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	222	-
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)</b>	<b>9 267</b>	<b>6 375</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

## 5.6 Endettement financier net

L'indicateur endettement financier net est présenté dans la Note 15.3 « Endettement financier net ».

## 5.7 Dette nette économique

La dette nette économique s'établit comme suit :

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	15	<b>22 548</b>	<b>24 807</b>
Dette interne E&P	15	1 612	1 727
<b>DETTE NETTE (hors dette interne E&amp;P)</b>		<b>20 936</b>	<b>23 080</b>
Paiements futurs minimaux au titre des locations simples	21	3 463	3 644
(-) E&P			(103)
Provisions pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	18	5 914	5 630
Provisions pour démantèlement des installations	18	5 728	5 671
Provisions pour reconstitution de sites	18	313	1 487
(-) E&P			(1 128)
Avantages postérieurs à l'emploi - Retraites	19	1 763	2 067
(-) E&P			(166)
(-) sociétés régulées d'infrastructures		(41)	(26)
Avantages postérieurs à l'emploi - Droits à remboursement	19	(159)	(130)
Avantages postérieurs à l'emploi - Autres avantages	19	4 277	4 286
(-) E&P			(50)
(-) sociétés régulées d'infrastructures		(2 421)	(2 354)
Impôts différés actifs sur engagements de retraite et assimilés	10	(1 319)	(1 451)
(-) E&P			9
(-) sociétés régulées d'infrastructures		578	635
Actifs de couverture des provisions nucléaires, stock d'uranium et créance Electrabel envers EDF Belgium	15 & 25	(2 673)	(2 676)
<b>DETTE NETTE ÉCONOMIQUE</b>		<b>36 362</b>	<b>38 426</b>

## NOTE 6 INFORMATION SECTORIELLE

### 6.1 Secteurs opérationnels et secteurs reportables

ENGIE est organisé en vingt-quatre *Business Units* (BUs) ou secteurs opérationnels, constitués pour la plupart à l'échelle d'un pays ou d'un groupe de pays. Chacune de ces *Business Units* correspond à un «secteur opérationnel» dont les performances opérationnelles et financières sont régulièrement revues par le Comité Exécutif du Groupe qui est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Ces secteurs opérationnels font l'objet de regroupements permettant au Groupe de présenter une information sectorielle organisée autour de neuf secteurs reportables suivants : Amérique du Nord, Amérique Latine, Afrique/Asie, Benelux, France, Europe hors France & Benelux, Infrastructures Europe, GEM & GNL, et Autres.

L'E&P est dorénavant présenté en activités non poursuivies.

#### 6.1.1 Description des secteurs reportables

- **Amérique du Nord** : comprend les activités de production d'électricité, de services à l'énergie, et de commercialisation d'électricité et de gaz naturel aux États-Unis, Canada et Porto Rico.
- **Amérique Latine** : regroupe les activités (i) de la BU Brésil et (ii) de la BU Amérique Latine (Argentine, Chili, Mexique et Pérou). Les filiales concernées interviennent sur les métiers de production centralisée d'électricité, 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 associés, exploitation d'actifs de production d'électricité d'origine renouvelable, gestion d'infrastructures de distribution).
- **Infrastructures Europe** : regroupe les BUs GRDF, GRTgaz, Elengy et Storengy qui exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux et installations de transport, de stockage et de distribution de gaz naturel ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- **GEM & 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.

- **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, d'Entreprises & Collectivités (E&C) et la contribution de l'entreprise associée SUEZ.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 et suite aux évolutions apportées par le Groupe à son organisation, l'activité de commercialisation d'énergie en France sur le segment BtoB (Entreprises & Collectivités) - précédemment classée dans le secteur France - est présentée au sein du secteur Autres (sans retraitement du comparatif 2016).

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», «France» et «Autres» (E&C) : 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 «Autres» (E&C), «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux». En ce qui concerne l'électricité, GEM gère et optimise le parc de production et les portefeuilles de vente pour le compte des entités porteuses d'actifs de production et prélève, au titre de ces prestations, un pourcentage de la marge énergie réalisée. Le chiffre d'affaires et les marges liées aux activités de production d'électricité (déduction faite de la rémunération prélevée par GEM) sont positionnés dans les secteurs portant les actifs de production («France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux», «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres») ;
- relations entre le secteur «Génération Europe» au sein du secteur reportable «Autres» et les entités commercialisatrices des secteurs reportables «France», «Benelux» et «Europe hors France et Benelux» : une partie de la production des actifs thermiques de la BU «Génération Europe» est vendue auprès des entités commercialisatrices de ces secteurs sur base d'un prix de marché.

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

## 6.2 Indicateurs clés par secteur reportable

Les indicateurs clés par secteur reportable (à l'exception des capitaux engagés industriels en 2016) présentés ci-après, ne tiennent plus compte de la contribution des activités d'exploration-production (E&P), suite au classement de ces dernières en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017, en application d'IFRS 5 (cf. Note 4.1.1 «Cession des activités d'exploration-production»).

### CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Amérique du Nord	2 934	33	2 967	3 814	39	3 853
Amérique Latine	4 511	-	4 511	4 075	1	4 076
Afrique/Asie	3 984	-	3 984	3 804	4	3 808
Benelux	8 865	976	9 842	9 044	1 230	10 274
France	16 659	105	16 764	20 332	383	20 714
Europe hors France & Benelux	8 848	160	9 008	8 118	112	8 230
Infrastructures Europe	3 488	3 224	6 712	3 267	3 495	6 762
GEM & GNL (1)	9 391	7 009	16 400	8 981	6 979	15 959
E&P	-	-	-	-	-	-
Autres	6 347	1 979	8 327	3 405	1 308	4 712
Élimination des transactions internes	-	(13 487)	(13 487)	-	(13 550)	(13 550)
<b>TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>65 029</b>	<b>-</b>	<b>65 029</b>	<b>64 840</b>	<b>-</b>	<b>64 840</b>

(1) À compter du 1<sup>er</sup> octobre 2017, le chiffre d'affaires de la BU GEM comprend la marge de trading relative aux pertes et gains réalisés et latents enregistrés sur la plupart des contrats d'approvisionnement long terme de gaz du Groupe ainsi que d'un contrat d'échange d'électricité conformément à leur nouveau mode de gestion ayant induit une modification de leur traitement comptable (passage en comptabilité de trading) (cf. Note 8.5 «Autres éléments non récurrents»).

### EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2017 (1)	31 déc. 2016
Amérique du Nord	169	475
Amérique Latine	1 711	1 696
Afrique/Asie	1 323	1 162
Benelux	551	755
France	1 475	1 315
Europe hors France & Benelux	655	612
Infrastructures Europe	3 384	3 459
GEM & GNL	(82)	3
E&P	-	-
Autres	128	15
<b>TOTAL EBITDA</b>	<b>9 316</b>	<b>9 491</b>

(1) À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 la charge relative à la contribution nucléaire en Belgique est classée au sein de l'EBITDA et s'élève à 142 millions d'euros.

### DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	(53)	(48)
Amérique Latine	(432)	(410)
Afrique/Asie	(244)	(235)
Benelux	(558)	(381)
France	(606)	(612)
Europe hors France & Benelux	(201)	(203)
Infrastructures Europe	(1 444)	(1 390)
GEM & GNL	(52)	(74)
E&P	-	-
Autres	(391)	(462)
<b>TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS</b>	<b>(3 980)</b>	<b>(3 815)</b>

## QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	80	63
Amérique Latine	(18)	197
Afrique/Asie	202	312
Benelux	5	2
France	8	(22)
Europe hors France & Benelux	36	60
Infrastructures Europe	9	11
GEM & GNL	2	1
E&P	-	-
Autres	115	127
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ</i>	100	139
<b>TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>437</b>	<b>752</b>

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 269 millions d'euros et 168 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 671 millions d'euros et 81 millions d'euros au 31 décembre 2016).

## RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	120	430
Amérique Latine	1 278	1 284
Afrique/Asie	1 067	923
Benelux	(9)	371
France	882	695
Europe hors France & Benelux	439	410
Infrastructures Europe	1 940	2 068
GEM & GNL	(137)	(74)
E&P	-	-
Autres	(308)	(472)
<b>TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>5 273</b>	<b>5 636</b>

## CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	1 674	1 520
Amérique Latine	9 147	8 793
Afrique/Asie	4 908	5 520
Benelux	(3 015)	(2 552)
France	5 827	5 304
Europe hors France & Benelux	5 028	4 720
Infrastructures Europe	19 934	19 693
GEM & GNL	945	1 330
E&P	-	2 855
Autres	8 080	8 445
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ</i>	2 126	1 977
<b>TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS</b>	<b>52 528</b>	<b>55 629</b>

## INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Amérique du Nord	316	519
Amérique Latine	2 241	1 037
Afrique/Asie	879	212
Benelux	688	680
France	1 067	1 083
Europe hors France & Benelux	625	169
Infrastructures Europe	1 718	1 552
GEM & GNL	491	127
E&P	-	-
Autres	1 242	997
<b>TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)</b>	<b>9 267</b>	<b>6 375</b>

### 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.

<i>En millions d'euros</i>	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
France	25 722	24 898	31 025	29 721
Belgique	8 475	9 359	(2 224)	(1 326)
Autres Union européenne	15 584	14 940	7 272	8 827
Autres pays d'Europe	1 178	1 272	293	686
Amérique du Nord	3 873	4 691	2 149	1 906
Asie, Moyen-Orient et Océanie	5 524	5 531	4 998	6 347
Amérique du Sud	4 272	3 857	8 941	8 598
Afrique	401	291	75	870
<b>TOTAL</b>	<b>65 029</b>	<b>64 840</b>	<b>52 528</b>	<b>55 629</b>

## 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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Ventes d'énergies	43 188	44 033
Prestations de services	21 424	20 306
Produits de location et contrats de construction	417	501
<b>CHIFFRE D'AFFAIRES</b>	<b>65 029</b>	<b>64 840</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Le chiffre d'affaires réalisé et non relevé (énergie en compteur) concerne principalement la France et la Belgique pour un montant de 3 034 millions d'euros au 31 décembre 2017.

La ligne « Produits de location et contrats de construction » concerne principalement des produits de location simple pour 329 millions d'euros (contre 412 millions d'euros en 2016) (cf. Note 21.2 « Information sur les contrats de location simple – ENGIE bailleur »).

### 7.2 Charges de personnel

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Avantages à court terme	(9 517)	(9 464)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 22)	(45)	(59)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(378)	(337)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(142)	(137)
<b>CHARGES DE PERSONNEL</b>	<b>(10 082)</b>	<b>(9 996)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

### 7.3 Amortissements, dépréciations et provisions

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Dotations aux amortissements (cf. Notes 13 et 14)	(3 980)	(3 816)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(48)	(60)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	292	(348)
<b>AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS</b>	<b>(3 736)</b>	<b>(4 223)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Au 31 décembre 2017, les dotations aux amortissements se répartissent pour l'essentiel entre 779 millions d'euros de dotations sur immobilisations incorporelles et 3 390 millions d'euros de dotations sur immobilisations corporelles.

## NOTE 8 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>5 273</b>	<b>5 636</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(307)	1 279
Pertes de valeur	(1 317)	(4 035)
Restructurations	(671)	(450)
Effets de périmètre	752	544
Autres éléments non récurrents	(911)	(850)
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>2 819</b>	<b>2 124</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

## 8.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 307 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre un produit net de 1 279 millions d'euros au 31 décembre 2016 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.

Cette charge résulte (i) d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes combiné à (ii) un effet négatif net lié au débouclage d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position positive nette au 31 décembre 2016.

## 8.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Pertes de valeur :</b>		
Goodwills	(481)	(1 690)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(953)	(2 296)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(31)	(98)
Actifs financiers	(25)	(49)
<b>TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS</b>	<b>(1 489)</b>	<b>(4 132)</b>
<b>Reprises de pertes de valeur :</b>		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	165	95
Actifs financiers	8	2
<b>TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR</b>	<b>173</b>	<b>97</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(1 317)</b>	<b>(4 035)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élèvent à 1 317 millions d'euros et se répartissent principalement entre les UGT Storengy (494 millions d'euros) et Génération Europe (317 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 2017 s'établit à 1 146 millions d'euros.

Au 31 décembre 2017, 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Localisation	Pertes de valeur sur <i>goodwills</i>	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
<b>UGT goodwill Storengy</b>		(338)	(156)	-	(494)		
Sites de stockage de gaz	Allemagne		(156)		(156)	Valeur d'utilité - DCF	4,5% - 8,7%
<b>UGT goodwill Génération Europe</b>		-	(421)	-	(421)		
Centrales thermiques							
	Allemagne		(184)		(184)	Valeur d'utilité - DCF	8,4%
	Pays-Bas		(227)		(227)	Valeur d'utilité - DCF	7,1 - 8,4%
	Autres		(10)		(10)		
<b>UGT goodwill Australie</b>		(141)	-	-	(141)		
Actif de production électrique		(141)			(141)	Juste valeur diminuée des coûts de cession	
<b>UGT goodwill Moyen-Orient, Asie du Sud et Centrale et Turquie</b>		-	(125)	-	(125)		
Actif de production électrique			(125)		(125)	Valeur d'utilité - DCF	11,0%
<b>UGT goodwill B2C</b>		-	(43)	-	(43)		
Marque GDF Gaz de France			(43)		(43)	Valeur d'utilité - DCF	
<b>UGT goodwill Amérique du Nord</b>		-	(43)	(9)	(52)		
Actif incorporel relatif à la relation clientèle	États-Unis		(29)		(29)	Valeur d'utilité - DCF	
Autres			(14)	(9)	(23)		
<b>UGT goodwill Amérique Latine</b>		-	(41)	-	(41)		
Actif de production hydroélectrique	Chili		(37)		(37)	Valeur d'utilité - DCF	8,0%
Autres			(4)		(4)		
<b>Autres pertes de valeur</b>		(2)	(124)	(22)	(147)		
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>		(481)	(953)	(31)	(1 464)		

## 8.2.1 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 2021-2040. Ces projections constituant le scénario de référence ont été approuvées en décembre 2017 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein de chaque système électrique.

### 8.2.2 Pertes de valeur sur goodwill de l'UGT Storengy

Le *goodwill* affecté à cette UGT est de 543 millions d'euros préalablement au résultat du test de pertes de valeur 2017. 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.

Les activités de stockage en Europe ont été affectées d'une part par le changement du cadre réglementaire en France, et d'autre part par la révision à la baisse des prévisions sur les *spreads* à long terme en Allemagne.

En France, la loi sur la fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, publiée au journal officiel le 31 décembre 2017, prévoit dans l'article 12 la mise en place de la régulation des activités de stockage de gaz naturel en France.

A l'issue des consultations initiées par les pouvoirs publics avec les différents acteurs (opérateurs de stockage, fournisseurs de gaz naturel en France) la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a, par sa délibération du 22 février 2018, fixé les paramètres de la régulation mise en place pour une durée de 2 ans :

- le montant de la Base d'Actifs Régulés (BAR), correspondant à la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de stockage ;
- le taux de rémunération garanti par le régulateur ;
- le niveau de revenu pour l'année 2018.

Le périmètre de la régulation comprend l'ensemble des sites de stockage, mais celui-ci pourrait être revu ultérieurement lors de la mise à jour de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

La valeur d'utilité des activités de stockage en France a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie sur la période 2018-2023. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2023.

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 2018 et plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 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 7,8% pour le Royaume-Uni et entre 4,5% et 8,7% pour les stockages allemands.

#### Résultat du test de pertes de valeur

Compte tenu des paramètres de la régulation des activités de stockage en France, de la révision à la baisse des *spreads* long terme en Allemagne, la valeur recouvrable de l'UGT Storengy est inférieure de 451 millions d'euros à la valeur comptable de l'UGT au 31 décembre 2017. Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 494 millions d'euros, imputée pour 338 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT et 156 millions d'euros sur les immobilisations corporelles en Allemagne.

### 8.2.3 Pertes de valeur sur le GW de l'UGT Australie

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 170 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'UGT Australie regroupe les activités de production d'électricité, de commercialisation de gaz et d'électricité et de services à l'énergie en Océanie (Australie et Nouvelle-Zélande).

Au 31 décembre 2017, le Groupe a classé la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B en Australie en tant qu' «Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 4.1.3). La valeur comptable de ces actifs cédés étant supérieure à la valeur de cession attendue, une perte de valeur de 141 millions d'euros a été comptabilisée au 31 décembre 2017 et a été imputée en totalité sur le *goodwill* alloué à ces actifs destinés à être cédés.

### 8.2.4 Pertes de valeur sur les immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 31 décembre 2017 s'élèvent à 788 millions d'euros et portent essentiellement sur :

- **Actifs de l'UGT Génération Europe**

Le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur nettes sur des centrales thermiques en Europe pour 317 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Les centrales charbon de production électrique en Europe sont soumises à un contexte défavorable en Europe, avec notamment le durcissement attendu de l'environnement réglementaire, qui se traduit par une baisse des marges captées sur le long terme, affectant la rentabilité de ces actifs. Compte tenu de la dégradation des projections de flux de trésorerie, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur des centrales à charbon en Allemagne et aux Pays-Bas pour respectivement 184 millions d'euros et 146 millions d'euros.

Le Groupe a également comptabilisé (i) une dépréciation d'une unité d'une centrale à gaz aux Pays-Bas de 74 millions d'euros induite par la décision de sa fermeture définitive en 2019 et (ii) une reprise de pertes de valeur de 103 millions d'euros concernant principalement trois actifs thermiques au Royaume-Uni préalablement à leur cession au second semestre 2017 (cf. Note 4.2.7).

- **Autres pertes de valeur**

Les autres pertes de valeur comptabilisées par le Groupe concernent essentiellement :

- une centrale à gaz en Turquie pour un montant de 125 millions d'euros, liée à la révision à la baisse des prévisions des marges captées sur l'horizon long terme ;
- la valeur résiduelle de l'incorporel relatif à la marque Corporate GDF Gaz de France pour un montant de 43 millions d'euros, suite à la décision du Groupe d'abandonner l'utilisation de la marque «Tarif Réglementé Gaz GDF SUEZ» à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. La marque a fait l'objet d'une dépréciation de 455 millions d'euros en 2015, et la valeur résiduelle de 71 millions d'euros était amortissable sur une durée de 5 ans, correspondant à la durée pendant laquelle le Groupe considérait que les attributs et les avantages associés à la marque historique continueraient à profiter à l'ensemble des activités de commercialisation B2C ;
- un actif de production hydroélectrique au Chili pour 37 millions d'euros.

### 8.2.5 Pertes de valeur comptabilisées en 2016

En 2016, face à la persistance de conditions économiques dégradées sur l'horizon à moyen et long terme, le Groupe avait 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'expliquait 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.

## NOTE 8 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

Ainsi, au 31 décembre 2016, des pertes de valeur de 4 084 millions d'euros ont été comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles et se répartissaient comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur <i>goodwills</i>	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Pertes de valeur sur participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	Total <sup>(1)</sup>	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
<b>UGT goodwill Benelux</b>							
Plateforme de forage	Pays-Bas	(1 362)	(68)	-	(1 430)	Juste valeur	
Autres			(22)				
<b>UGT goodwill Génération Europe</b>							
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	Pologne	(139)	(237)		(659)	Juste valeur diminuée des coûts de cession	
Centrales thermiques	Pays-Bas, Allemagne, France, Italie, Royaume-Uni		(283)			Valeur d'utilité - DCF	6,5% - 7,5%
<b>UGT goodwill France Renouvelables</b>							
Actif de production hydroélectrique		-	(414)	-	(419)	Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Autres			(5)				
<b>UGT goodwill Europe du Nord, du Sud et de l'Est</b>							
Actifs de production électrique	Pologne		(119)		(239)	Valeur d'utilité - DCF	9,5%
Participations dans des groupes intervenant dans la chaîne gazière	Allemagne			(91)			
Autres			(29)				
<b>UGT goodwill Amérique du Nord</b>							
Portefeuille d'actifs de production d'électricité <i>merchant</i>	États-Unis	-	(357)	-	(357)	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%
<b>UGT goodwill Amérique Latine</b>							
Actif de production hydroélectrique	Chili	-	(109)	-	(109)	Valeur d'utilité - DCF	8,0%
Autres			(37)				
<b>UGT goodwill GTT</b>							
Goodwill	France	(161)	-	-	(161)	Juste valeur	
<b>UGT goodwill Global LNG</b>							
Navires méthaniers		(24)	(153)	-	(177)	Juste valeur	
Autres			(12)				
<b>UGT Global Energy Management (GEM)</b>							
Contrat de droit de tirage sur des actifs électriques	Italie	-	(350)	-	(350)	Valeur d'utilité - DCF	7,5%
Portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme			(83)			Valeur d'utilité - DCF	5,7% - 9,6%
Autres			(42)				
<b>Autres pertes de valeur</b>							
		(4)	(172)	(7)	(183)		
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>		<b>(1 690)</b>	<b>(2 296)</b>	<b>(98)</b>	<b>(4 084)</b>		

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Au total, en tenant compte des pertes de valeur sur actifs financiers, les pertes de valeur (nettes des reprises) se sont élevées à 4 035 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 2016 s'est élevé à 3 699 millions d'euros.

## 8.3 Restructurations

Les charges de restructurations, d'un montant total de 671 millions d'euros au 31 décembre 2017, comprennent essentiellement :

- 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 509 millions d'euros ;
- des coûts liés à des décisions d'abandons de plusieurs sites immobiliers, restructurations d'agences et fermetures de sites pour un montant de 108 millions d'euros ;
- divers autres coûts de restructuration pour 53 millions d'euros.

Au 31 décembre 2016, les charges de restructurations, d'un montant total de 450 millions d'euros, comprenaient 223 millions liés à l'arrêt d'exploitation et à la fermeture de certains sites, 132 millions d'euros liés à la réduction d'effectifs et divers autres coûts de restructurations pour 90 millions d'euros.

## 8.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2017, les effets de périmètre s'élèvent à +752 millions d'euros et comprennent principalement :

- un résultat de 540 millions d'euros relatif à la cession du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, dont 513 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 4.2.1) ;
- un résultat de 93 millions d'euros relatif à la cession de l'intégralité de la participation résiduelle de 38,10% dans NuGen dont 5 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 4.2.6) ;
- un résultat de 57 millions d'euros relatif à la cession de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, dont 59 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 4.2.2) ;
- un résultat de 61 millions d'euros relatif à la cession des centrales thermiques au Royaume-Uni (Saltend, Deeside, Indian Queens) dont 47 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des éléments comptabilisés dans l'état du résultat global (cf. Note 4.2.7).

Au 31 décembre 2016, les effets de périmètre s'élevaient à 544 millions d'euros et comprenaient essentiellement le résultat de 225 millions d'euros relatif à la cession de Paiton en Indonésie, 211 millions d'euros relatifs à la cession de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN) au Chili et 84 millions d'euros relatifs à la cession de Meenakshi en Inde.

## 8.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2017, ce poste comprend notamment :

- Les effets du nouveau mode de gestion mis en place par la BU GEM sur des contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi que sur un contrat d'échange d'électricité, induisant un changement de traitement comptable:

Dans un contexte de changements structurels des marchés gaziers, ENGIE a décidé de refondre le modèle de gestion de son activité *midstream* gaz (hors GNL). Ainsi, au cours de l'exercice 2017 une nouvelle organisation des activités de la BU GEM a été mise en place visant à faire évoluer les modalités de gestion de contrats d'approvisionnement long terme de gaz, des capacités de transport et stockage ainsi que sur un contrat d'échange d'électricité. Ces nouvelles modalités s'inscrivent dorénavant dans une logique de gestion individuelle des contrats concernés et non plus de gestion en portefeuille.

Ce nouveau cadre de gestion conduit, par conséquent, le Groupe à étendre la comptabilité de juste valeur aux activités de gestion de la plupart des contrats d'approvisionnement long terme, à la date de mise en œuvre de ces

nouvelles modalités de gestion. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> octobre, les résultats du Groupe incluent les pertes et gains réalisés et latents relatifs à ces contrats qui sont désormais évalués à la juste valeur par résultat et inclus dans la marge nette présentée en chiffre d'affaires. L'évolution du cadre de gestion a également conduit le Groupe à requalifier un contrat d'échange d'électricité en contrat dérivé, désormais comptabilisé à la juste valeur par résultat. L'impact comptable initial non-récurrent de mise en juste valeur de ces contrats s'élève à -472 millions d'euros.

Cette modification du mode de gestion emporte également des conséquences sur la qualification d'une série de contrats de réservation de capacités (stockage et transport) conclus par la BU GEM. Ces contrats, désormais gérés individuellement, ne sont plus nécessaires pour les besoins industriels du Groupe. Les coûts inévitables pour satisfaire aux obligations de ces contrats étant supérieurs aux avantages économiques à recevoir attendus, une provision pour contrats déficitaires a été comptabilisée, générant un impact comptable initial non-récurrent de -771 millions d'euros.

- la plus-value de 349 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Petronet LNG, dont 357 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisées en «Autres éléments du résultat global» (cf. Note 4.2.4).

Au 31 décembre 2016, ce poste comprenait 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.

## NOTE 9 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(822)	128	(694)	(936)	162	(774)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(181)	83	(98)	(66)	66	-
Autres produits et charges financiers	(1 119)	616	(503)	(1 208)	661	(547)
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(2 122)</b>	<b>827</b>	<b>(1 296)</b>	<b>(2 210)</b>	<b>889</b>	<b>(1 321)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

## 9.1 Coût de la dette nette

Les principales composantes du coût de la dette nette se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(925)	-	(925)	(1 034)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	21	21	15
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(2)	-	(2)	(5)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	107	107	147
Coûts d'emprunts capitalisés	104	-	104	102
<b>COÛT DE LA DETTE NETTE</b>	<b>(822)</b>	<b>128</b>	<b>(694)</b>	<b>(774)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par un volume moyen de dette en baisse par rapport à fin décembre 2016 ainsi que par des effets positifs liés aux opérations de financement et de gestion active de taux réalisés par le Groupe (cf. Note 15.3.3 « 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 :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation</b>	<b>(83)</b>	<b>83</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(83)	-	(83)	(66)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	83	83	66
<b>Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette</b>	<b>(98)</b>	<b>-</b>	<b>(98)</b>	<b>-</b>
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(98)	-	(98)	-
<b>RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS</b>	<b>(181)</b>	<b>83</b>	<b>(98)</b>	<b>-</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de refinancement anticipé (cf. Note 15.3.3 « Instruments financiers - Description des principaux événements de la période ») dont notamment plusieurs rachats de souches obligataires représentant un montant nominal de 538 millions d'euros.

### 9.3 Autres produits et charges financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Autres charges financières</b>		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(186)	(103)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(1)	(5)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(498)	(553)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	(119)	(137)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(48)	(58)
Autres charges financières	(267)	(352)
<b>TOTAL</b>	<b>(1 119)</b>	<b>(1 208)</b>
<b>Autres produits financiers</b>		
Produits des titres disponibles à la vente	173	136
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	-	3
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	29	30
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	145	73
Autres produits financiers	269	420
<b>TOTAL</b>	<b>616</b>	<b>661</b>
<b>TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS</b>	<b>(503)</b>	<b>(547)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Les Autres produits financiers comprennent notamment, pour un montant total de 87 millions d'euros, les intérêts liés au recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués ainsi que les intérêts moratoires liés au litige opposant Electrabel et E.ON au sujet des paiements des taxes nucléaires belges et allemandes.

## NOTE 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

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice s'élève à 425 millions d'euros (contre une charge d'impôt de 481 millions d'euros en 2016). La ventilation de ce produit d'impôt s'établit comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Impôt exigible	(397)	(1 328)
Impôt différé	822	847
<b>CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT</b>	<b>425</b>	<b>(481)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

#### 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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Résultat net</b>	<b>2 238</b>	<b>163</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	437	752
Résultat après impôt des activités abandonnées	290	(158)
Impôt sur les bénéfices	425	(481)
<b>Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)</b>	<b>1 085</b>	<b>50</b>
Dont sociétés françaises intégrées	(588)	863
Dont sociétés étrangères intégrées	1 674	(813)
Taux d'impôt normalif de la société mère (B)	34,4%	34,4%
<b>PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)</b>	<b>(374)</b>	<b>(17)</b>
<b>En effet :</b>		
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	114	95
Différences permanentes <sup>(a)</sup>	(286)	(806)
Éléments taxés à taux réduit ou nul <sup>(b)</sup>	555	254
Compléments d'impôt <sup>(c)</sup>	(258)	(476)
Effet de la non reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles <sup>(d)</sup>	(568)	(951)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus <sup>(e)</sup>	242	174
Effet des changements de taux d'impôt <sup>(f)</sup>	518	882
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt <sup>(g)</sup>	507	249
Autres <sup>(h)</sup>	(26)	115
<b>CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT</b>	<b>425</b>	<b>(481)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

- (a) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill, les charges opérationnelles réintégrées ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.
- (b) 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.
- (c) 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 en 2016 (sans effet en 2017 car annulée par le Conseil Constitutionnel), l'impôt exceptionnel sur les sociétés en compensation du recouvrement auprès de l'État français de la contribution de 3% sur les revenus distribués, les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire forfaitaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (117 millions d'euros en 2016 et classement dans

l'EBITDA en 2017), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

- (d) Comprend (i) l'effet de la non-reconnaissance des différences temporelles fiscales actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales en l'absence de perspectives bénéficiaires suffisantes et (ii) l'effet des pertes de valeur non fiscalisées sur les immobilisations.
- (e) Comprend l'effet de la reconnaissance des positions de différences temporelles actives nettes sur un certain nombre d'entités fiscales.
- (f) Comprend principalement l'impact du changement de taux d'imposition sur les positions d'impôt différé en France (cf. ci-après) et aux États-Unis.
- (g) Comprend notamment les reprises de provisions pour risques fiscaux, l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique et des crédits d'impôt en France et en 2017, 376 millions d'euros de remboursement de la taxe de 3% sur les dividendes antérieurement distribués en numéraire par les sociétés françaises.
- (h) Comprend principalement la régularisation de l'impôt antérieur.

La Loi de Finances 2018 française adoptée le 30 décembre 2017 prévoit une baisse du taux d'impôt à 25,82% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2022. Ce taux résulte de la baisse du taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés de 33,33% à 25,00% majoré de la contribution sociale de 3,3%. Les impôts différés comptabilisés par les entités françaises se retournant au-delà de 2022 ont donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2017, ce qui s'est traduit par un impact positif sur le résultat non récurrent de 550 millions d'euros, et un impact négatif de 91 millions d'euros sur les impôts différés relatifs aux éléments comptabilisés dans l'état du résultat global.

La Loi de Finances 2017 française adoptée le 20 décembre 2016 prévoyait une baisse du taux d'impôt à 28,92% pour toutes les entités fiscales françaises à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020. Ce taux résultait 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 avaient donc été réévalués à ce nouveau taux au 31 décembre 2016, ce qui s'était 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.

Le produit d'impôt comptabilisé en résultat de l'exercice intègre également une charge de 34 millions d'euros d'impôt sur cessions de participations financières.

### 10.1.3 Analyse par catégorie de différence temporelle du produit/de la charge d'impôt différé du compte de résultat

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Impôts différés actifs :</b>		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(126)	(253)
Engagements de retraite et assimilés	(68)	(107)
Provisions non déductibles	(32)	(27)
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(249)	179
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(316)	181
Autres	(77)	(1)
<b>TOTAL</b>	<b>(868)</b>	<b>(28)</b>
<b>Impôts différés passifs :</b>		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	671	1 148
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	705	(398)
Autres	169	124
<b>TOTAL</b>	<b>1 545</b>	<b>875</b>
<b>PRODUIT/(CHARGE) D'IMPÔT DIFFÉRÉ</b>	<b>677</b>	<b>847</b>

- (1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Le produit d'impôt différé comptabilisé en 2016 et en 2017 résulte notamment de la baisse du taux d'impôt futur approuvé en France.

## 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. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Actifs financiers disponibles à la vente	52	(13)
Écarts actuariels	(97)	52
Couverture d'investissement net	(86)	13
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(151)	119
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	1	4
<b>TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>(280)</b>	<b>175</b>
Quote-part des entreprises mises en équivalences	2	10
<b>TOTAL</b>	<b>(278)</b>	<b>185</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

## 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
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>1 250</b>	<b>(6 775)</b>	<b>(5 525)</b>
Effet du résultat de la période	(868)	1 545	677
Effet des autres éléments du résultat global	(126)	(206)	(331)
Effet de périmètre	(6)	8	2
Effet de change	(133)	234	102
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(826)	1 503	676
Autres effets	37	(54)	(17)
Effet de présentation nette par entité fiscale	1 475	(1 475)	-
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>803</b>	<b>(5 220)</b>	<b>(4 417)</b>

### 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)

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2017	31 déc. 2016
<b>Impôts différés actifs :</b>		
Reportes déficitaires et crédits d'impôts	1 652	2 178
Engagements de retraite	1 319	1 451
Provisions non déductibles	301	631
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	974	1 258
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	2 725	3 285
Autres	495	585
<b>TOTAL</b>	<b>7 466</b>	<b>9 388</b>
<b>Impôts différés passifs :</b>		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(8 680)	(10 886)
Mise à la juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(2 627)	(3 214)
Autres	(576)	(813)
<b>TOTAL</b>	<b>(11 883)</b>	<b>(14 913)</b>
<b>IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS</b>	<b>(4 417)</b>	<b>(5 525)</b>

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.

La baisse de la position nette passive d'impôts différés résulte essentiellement du classement en «Activités non poursuivies» d'ENGIE E&P International et de l'effet de la baisse du taux d'imposition futur adopté dans la nouvelle Loi de Finances française en France.

#### 10.4 Impôts différés non comptabilisés

Au 31 décembre 2017, 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 3 141 millions d'euros (contre 3 716 millions d'euros au 31 décembre 2016). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, au Luxembourg et en Australie) ou limitée à 9 ans aux Pays-Bas. Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'actifs d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 1 238 millions d'euros en 2017 contre 1 698 millions d'euros en 2016.

## NOTE 11 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
<b>Numérateur (en millions d'euros)</b>		
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>1 423</b>	<b>(415)</b>
<i>dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies</i>	1 226	(304)
Rémunération des titres super-subordonnés	(144)	(146)
<b>Résultat net part du Groupe utilisé pour le calcul du résultat par action</b>	<b>1 279</b>	<b>(562)</b>
<i>dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies utilisé pour le calcul du résultat par action</i>	1 083	(450)
Effet des instruments dilutifs	-	-
<b>Résultat net part du Groupe dilué</b>	<b>1 279</b>	<b>(562)</b>
<b>Dénominateur (en millions d'actions)</b>		
<b>Nombre moyen d'actions en circulation</b>	<b>2 396</b>	<b>2 396</b>
Effet des instruments dilutifs :		
Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	9	9
<b>Nombre moyen d'actions en circulation dilué</b>	<b>2 405</b>	<b>2 405</b>
<b>Résultat par action (en euros)</b>		
<b>Résultat net part du Groupe par action</b>	<b>0,53</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net part du Groupe des activités poursuivies, par action</i>	0,45	(0,19)
<b>Résultat net part du Groupe par action dilué</b>	<b>0,53</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net part du Groupe dilué des activités poursuivies, par action</i>	0,45	(0,19)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Conformément aux dispositions d'IAS 33 - *Résultat par action*, le calcul du résultat net par action et du résultat net dilué par action prend également en compte, en déduction du résultat net part du Groupe, la rémunération due aux détenteurs de titres super-subordonnés (cf. Note 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 relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action de 2016 et 2017. Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2017 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action. Tous ces plans sont décrits dans la Note 22 « Paiements fondés sur des actions ».

## NOTE 12 GOODWILLS

### 12.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	<b>Valeur nette</b>
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>19 024</b>
Pertes de valeur	(1 690)
Variations de périmètre et Autres	39
Écarts de conversion	(1)
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>17 372</b>
Pertes de valeur	(481)
Variations de périmètre et Autres	775
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(32)
Écarts de conversion	(350)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>17 285</b>

Les effets des variations de périmètre au 31 décembre 2017 résultent principalement :

- de la comptabilisation de *goodwills* dégagés respectivement sur les acquisitions de Keepmoat Regeneration (476 millions d'euros), d'Icomera (113 millions d'euros) et de EV-Box (85 millions d'euros) ;
- de l'augmentation de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* pour un montant de 131 millions d'euros, en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 1.4.11.2 «*Passifs financiers*»). Cette augmentation de la juste valeur du passif financier est consécutive à l'accord conclu le 4 avril 2017, portant sur l'acquisition par le Groupe de la participation de 41% détenue par SOPER dans La Compagnie du Vent (cf. Note 4 «*Principales variations de périmètre*») ;
- de la décomptabilisation de *goodwills* pour 127 millions d'euros relatif à des actifs cédés sur l'exercice.

Les écarts de conversion de -350 millions d'euros portent essentiellement sur le dollar américain (-194 millions d'euros), le réal brésilien (-49 millions d'euros) et sur la livre sterling (-46 millions d'euros).

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 481 millions d'euros, dont 338 millions d'euros sur l'UGT Storengy et 141 millions d'euros alloués à l'ensemble d'actifs destinés à être cédés constitué de la centrale de production d'électricité en Australie de Loy Yang B. Les tests de pertes de valeur réalisés en 2017 sur ces UGT sont décrits dans la Note 8.2 «*Pertes de valeur*».

La diminution constatée en 2016 provenait principalement de la comptabilisation de 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 l'UGT GTT et 139 millions d'euros alloués au groupe d'actifs destinés à être cédés constitué par la centrale de production d'électricité de Polaniec.

## 12.2 Informations sur les UGT goodwill

Les UGT goodwill correspondent aux 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 de 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 goodwill du Groupe au 31 décembre 2017 ainsi que les UGT qui portent des goodwill supérieurs à 500 millions d'euros.

En millions d'euros	Secteur reportable	31 déc. 2017
<b>UGT SIGNIFICATIVES</b>		
Benelux	Benelux	4 238
GRDF	Infrastructures Europe	4 009
France BtoC	France	1 036
Royaume-Uni	Europe hors France & Benelux	1 032
France Renouvelables	France	978
<b>AUTRES UGT IMPORTANTES</b>		
Amérique du Nord	Amérique du Nord	726
Génération Europe	Autres	629
France BtoB	France	663
GRTgaz	Infrastructures Europe	614
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	594
Storengy	Infrastructures Europe	205
<b>AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 500 MILLIONS D'EUROS)</b>		2 561
<b>TOTAL</b>		<b>17 285</b>

## 12.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie goodwill (UGT goodwill) font l'objet d'un test de pertes de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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 2017 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 12,5% (entre 4,7% et 15,1% en 2016). Les taux d'actualisation utilisés pour les principales UGT goodwill sont présentés dans les Notes 12.3.1 «UGT significatives» et 12.3.7 «Autres UGT importantes» ci-après.

Le test de pertes de valeur relatif à l'UGT goodwill Storengy est présenté dans la Note 8.2 «Pertes de valeur».

### 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 pertes de valeur des UGT dont le montant de goodwill représente plus de 5% de la valeur totale des goodwill du Groupe au 31 décembre 2017.

#### 12.3.1.1 UGT Benelux

Le montant du goodwill affecté à cette UGT est de 4 238 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de pertes de valeur 2017. 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 2017 des activités comprises dans cette UGT a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. 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 <sup>(1)</sup>
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 sur la durée du plan d'affaires à moyen terme puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

(1) *Hypothèses identiques à celles au 31 décembre 2016.*

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 réglementaire, 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 réglementaire belge portent sur la durée d'exploitation des unités nucléaires existantes ainsi que sur le niveau des redevances et contributions nucléaires payées à l'État belge.

Le test de pertes de valeur intègre la prolongation de 10 ans jusqu'en 2025 des unités de Tihange 1, Doel 1 et Doel 2, ainsi que les dépenses d'investissement nécessaires à l'extension de Doel1 et Doel 2, une redevance annuelle de 20 millions d'euros au titre de leur prolongation et les nouvelles modalités de détermination de la contribution nucléaire applicables aux réacteurs de seconde génération (Doel 3 et 4, Tihange 2 et 3) jusqu'à leur 40<sup>ème</sup> année d'exploitation, telles que définies dans la loi adoptée le 29 décembre 2016.

Par ailleurs, le principe et le calendrier de sortie progressive de l'énergie nucléaire pour les unités de seconde génération avec une fermeture des réacteurs de Doel 3 en 2022, de Tihange 2 en 2023, et de Tihange 3 et Doel 4 en 2025, à l'issue de leur 40<sup>ème</sup> année d'exploitation ont été réaffirmés par la loi du 18 juin 2015, et par le pacte énergétique annoncé par le premier ministre en décembre 2017, pour lequel les discussions se poursuivent entre les différentes parties prenantes.

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<sub>2</sub>, le Groupe considère qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. En conséquence, le Groupe retient dans son calcul de la valeur d'utilité une hypothèse de prolongation de 20 ans de la moitié de son parc d'unités de seconde génération, tout en tenant compte d'un mécanisme de contribution nucléaire au profit de l'État belge. Si les circonstances décrites ci-dessus devaient évoluer dans le futur, le Groupe pourrait être amené à adapter ses scénarios industriels en conséquence.

En France, le Groupe a tenu compte d'une hypothèse de prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2021 et 2037. Bien qu'aucune décision d'extension de ces réacteurs n'ait été prise par l'État et l'Autorité de la Sûreté Nucléaire, le Groupe considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

### Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Benelux est supérieure à sa valeur comptable.

### 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 de l'ordre de 800 millions d'euros. Inversement, l'augmentation du prix de l'électricité de 10 €/MWh, aurait un impact positif sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 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 34% sur ce calcul.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'énergie nucléaire en Belgique :

- la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille en 2025 à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1, Doel 1, Doel 2 et des 40 années d'exploitation des unités de seconde génération aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test ; la valeur recouvrable devenant nettement inférieure à la valeur comptable. Dans ce scénario, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 2 300 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 500 millions d'euros.

#### 12.3.1.2 UGT GRDF

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018, du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 ainsi que de projections de flux de trésorerie sur la période 2021-2023. La valeur terminale correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2023. 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 1<sup>er</sup> juillet 2016 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements acceptés par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 5.

Compte tenu du caractère régulé des activités regroupées au sein de l'UGT GRDF, une variation raisonnable des paramètres de valorisation n'entraînerait pas une insuffisance de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

#### 12.3.1.3 UGT France BtoC

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 036 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 1,8%.

Les principales hypothèses et estimations clés portent sur les taux d'actualisation, l'évolution de la demande de gaz et d'électricité en France, l'évolution de la part du marché du Groupe ainsi que les prévisions des taux de marge de commercialisation.

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,5% et 8,5%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 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 9% sur ce calcul.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité aurait un impact négatif de 8% 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 8% sur ce calcul.

#### 12.3.1.4 UGT Royaume-Uni

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 032 millions d'euros au 31 décembre 2017. L'UGT Royaume-Uni regroupe les activités (i) de production d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolienne et solaire), (ii) de commercialisation de gaz et d'électricité et (iii) de services auprès des clients particuliers et professionnels au Royaume-Uni.

La valeur d'utilité de ces activités a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités de services et de commercialisation d'énergie en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période en utilisant un taux de croissance long terme de 2%.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 6,3% et 9,1%.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 44% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 64% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les actifs de production électrique aurait un impact négatif de 36%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 36% sur ce calcul.

#### 12.3.1.5 UGT France Renouvelables

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 978 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et du plan d'affaires à moyen terme 2019-2020. Une valeur terminale a été déterminée pour les activités hydrauliques en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

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

Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 5,1% et 10,1%, 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 réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissement à réaliser, etc.) durant cette période.

Une diminution du prix de l'électricité de 10 €/MWh sur la production électrique d'origine hydraulique aurait un impact négatif de 65% 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 65% sur ce calcul.

Une augmentation de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un impact négatif de 46% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base des taux d'actualisation utilisés aurait un effet positif de 46% 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 500 millions d'euros.

### 12.3.2 Autres UGT importantes

Le tableau ci-dessous décrit les hypothèses utilisées dans l'examen de la valeur recouvrable des principales autres UGT.

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Génération Europe	Autres	DCF + DDM	6,9% - 10,0%
Amérique du Nord	Amérique du Nord	DCF + DDM	3,9% - 12,5%
Europe du Nord, du Sud et de l'Est	Europe hors France & Benelux	DCF + DDM	5,5% - 10,0%
France BtoB	France	DCF + DDM	7,1% - 7,7%

La méthode «DDM» désigne la méthode dite de l'actualisation des dividendes (*Discounted Dividend Model*).

#### 12.3.2.1 UGT Génération Europe

Le *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 629 millions d'euros au 31 décembre 2017. 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 2018 et plan d'affaires à moyen terme 2019-2020 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. Ces derniers intègrent l'incidence d'un durcissement attendu de l'environnement réglementaire dans lequel les centrales charbon de production électrique opèrent en Europe (cf. Note 8.2.4).

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie sont compris entre 6,9% et 10,0%.

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<sub>2</sub>, des combustibles et de l'électricité.

### Résultats du test de pertes de valeur

Au 31 décembre 2017, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Generation Europe est supérieure à sa valeur comptable. Par ailleurs, des pertes de valeur nettes de 317 millions d'euros ont été comptabilisées sur des centrales thermiques au 31 décembre 2017 (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 18% 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 19% sur ce calcul.

La diminution de 10% de la marge captée par les centrales thermiques aurait un impact négatif de 40%, sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% de la marge captée aurait un effet positif de 40% sur ce calcul.

#### 12.3.2.2 UGT EcoElectrica

Le Groupe dispose d'un investissement dans EcoElectrica, un ensemble industriel clé dans l'économie de Porto Rico (cf. Note 3.2 «Participations dans les coentreprises»). En dépit de la situation financière difficile de Porto Rico, le Groupe ne dispose pas au 31 décembre 2017 d'informations le conduisant à modifier ses hypothèses d'évaluation de sa quote-part dans ces actifs.

## 12.4 Répartition sectorielle

La répartition par secteur reportable de la valeur comptable des *goodwills* s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	<b>31 déc. 2017</b>
Amérique du Nord	726
Amérique Latine	711
Afrique/Asie	758
Benelux	4 238
France	3 092
Europe hors France & Benelux	1 625
Infrastructures Europe	5 000
Autres	1 134
<b>TOTAL</b>	<b>17 285</b>

## NOTE 13 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

## 13.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
<b>VALEUR BRUTE</b>				
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>3 108</b>	<b>2 545</b>	<b>10 912</b>	<b>16 565</b>
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
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>3 205</b>	<b>2 565</b>	<b>11 613</b>	<b>17 383</b>
Acquisitions	179	-	1 025	1 204
Cessions	(32)	-	(224)	(256)
Écarts de conversion	(57)	-	(261)	(318)
Variations de périmètre	1	-	50	51
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	(1 075)	(1 075)
Autres variations	343	116	(461)	(2)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>3 640</b>	<b>2 681</b>	<b>10 667</b>	<b>16 988</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>				
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>(1 171)</b>	<b>(1 716)</b>	<b>(6 666)</b>	<b>(9 553)</b>
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)
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>(1 259)</b>	<b>(1 988)</b>	<b>(7 497)</b>	<b>(10 744)</b>
Dotations aux amortissements	(117)	(56)	(605)	(779)
Pertes de valeur <sup>(1)</sup>	(7)	-	(223)	(231)
Cessions	20	-	219	239
Écarts de conversion	5	-	149	154
Variations de périmètre	-	-	(2)	(2)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	-	-	880	880
Autres variations	(26)	-	25	(1)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>(1 385)</b>	<b>(2 045)</b>	<b>(7 054)</b>	<b>(10 484)</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>				
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>1 946</b>	<b>576</b>	<b>4 116</b>	<b>6 639</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>2 255</b>	<b>636</b>	<b>3 613</b>	<b>6 504</b>

(1) Dont 138 millions d'euros de pertes de valeur comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat au titre d'une licence d'exploration-production d'un champ gazier en Mer Caspienne (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement des activités d'exploration-production en tant qu'activités non poursuivies (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»), la valeur comptable des immobilisations incorporelles correspondantes, est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2017.

En 2017, les autres pertes de valeur sur immobilisations incorporelles portent essentiellement sur la marque ENGIE pour -43 millions d'euros. (cf Note 8.2 Pertes de valeur).

En 2016, les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élevaient à -407 millions d'euros et portaient 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.

### 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 et des centrales hydroélectriques acquises au Brésil.

### 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 2017, ce poste comprend principalement des logiciels, des licences, les coûts d'acquisition de contrats clients capitalisés, ainsi que des actifs incorporels acquis dans le cadre de regroupements d'entreprises.

## 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 180 millions d'euros pour l'exercice 2017, dont 19 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	Construc- tions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantè- lement	Immobili- sations en cours	Autres	Total
<b>VALEUR BRUTE</b>								
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>755</b>	<b>4 993</b>	<b>93 201</b>	<b>437</b>	<b>2 318</b>	<b>6 428</b>	<b>1 115</b>	<b>109 248</b>
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
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>756</b>	<b>5 687</b>	<b>95 514</b>	<b>451</b>	<b>3 030</b>	<b>6 462</b>	<b>1 174</b>	<b>113 073</b>
Acquisitions <sup>(1)</sup>	6	55	708	39	-	4 178	58	5 045
Cessions	(10)	(84)	(851)	(40)	(34)	(110)	(208)	(1 337)
Écarts de conversion	(23)	(122)	(2 484)	(11)	(41)	(420)	(16)	(3 117)
Variations de périmètre	(2)	(38)	(1 377)	3	(4)	(131)	-	(1 548)
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	(26)	(67)	(11 698)	(7)	(742)	(1 160)	(14)	(13 714)
Autres variations	16	85	3 694	9	11	(3 967)	11	(140)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>717</b>	<b>5 517</b>	<b>83 506</b>	<b>444</b>	<b>2 220</b>	<b>4 853</b>	<b>1 005</b>	<b>98 262</b>
<b>AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR</b>								
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>(113)</b>	<b>(2 231)</b>	<b>(45 377)</b>	<b>(314)</b>	<b>(1 259)</b>	<b>(2 132)</b>	<b>(834)</b>	<b>(52 259)</b>
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	2	45	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	204
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>(145)</b>	<b>(2 925)</b>	<b>(48 531)</b>	<b>(337)</b>	<b>(1 324)</b>	<b>(1 195)</b>	<b>(878)</b>	<b>(55 334)</b>
Dotations aux amortissements <sup>(2)</sup>	(9)	(124)	(2 935)	(40)	(187)	-	(96)	(3 390)
Pertes de valeur	2	(31)	(670)	(1)	2	(19)	(2)	(719)
Cessions	1	68	692	36	46	96	202	1 140
Écarts de conversion	6	16	1 227	10	24	59	10	1 352
Variations de périmètre	1	18	832	(1)	2	27	1	879
Transfert en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	15	35	7 785	5	518	208	11	8 577
Autres variations	-	7	(388)	(2)	(9)	624	26	257
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>(129)</b>	<b>(2 937)</b>	<b>(41 989)</b>	<b>(330)</b>	<b>(929)</b>	<b>(199)</b>	<b>(725)</b>	<b>(47 238)</b>
<b>VALEUR NETTE COMPTABLE</b>								
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>612</b>	<b>2 762</b>	<b>46 983</b>	<b>113</b>	<b>1 706</b>	<b>5 268</b>	<b>296</b>	<b>57 739</b>
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>588</b>	<b>2 579</b>	<b>41 516</b>	<b>114</b>	<b>1 291</b>	<b>4 653</b>	<b>280</b>	<b>51 023</b>

(1) Dont 437 millions d'euros relatifs aux immobilisations corporelles des activités d'exploration-production, classées comme «Activités non poursuivies» (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

(2) Les dotations aux amortissements des immobilisations corporelles des activités d'exploration-production sont comptabilisées sur la ligne «Résultat net des activités non poursuivies» du compte de résultat pour -171 millions d'euros au 31 décembre 2017.

Suite au classement des activités d'exploration-production, en tant qu'activités non poursuivies (cf. Note 4.1 «Actifs destinés à être cédés et activités non poursuivies»), et à l'accord trouvé dans le cadre de la future cession des actifs Loy Lang B, la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes (5 137 millions d'euros), est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2017.

En 2017, la diminution nette du poste «Immobilisations corporelles» s'explique essentiellement par :

- des investissements de maintenance et de développement pour un total de +5 045 millions d'euros concernant principalement des constructions de centrales et des développements de champs éoliens et dans le solaire en Amérique Latine et en France, des extensions des réseaux de transport et de distribution dans le secteur Infrastructures Europe ;
- des amortissements pour un total de -3 390 millions d'euros ;
- des effets de change de -1 765 millions d'euros provenant essentiellement du dollar américain (-963 millions d'euros), du réal brésilien (-439 millions d'euros), et la couronne norvégienne (-103 millions d'euros) ;
- de pertes de valeur s'élevant à -719 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de production thermique (-510 millions d'euros), et sur les sites de stockages de gaz en Allemagne (-156 millions d'euros) ;
- des variations de périmètre pour -670 millions d'euros résultant notamment des activités DBSO <sup>(1)</sup> portant sur des parcs éoliens et solaires en France (-277 millions d'euros) et de la cession des centrales de production d'électricité au Royaume-Uni (-186 millions d'euros).

En 2016, l'augmentation nette du poste «Immobilisations corporelles» provenait principalement :

- 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 ;
- 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 transfert sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de la valeur comptable de la centrale de production d'électricité de Polianec en Pologne (-295 millions d'euros) ;
- 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).

## 14.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 2 185 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 3 727 millions d'euros au 31 décembre 2016. La variation est principalement liée au classement en «Actifs destinés à être cédés» de la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B en Australie (cf. Note 4.1.3).

---

(1) Develop Build Share and Operate.

### 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 1 988 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 3 079 millions d'euros au 31 décembre 2016.

### 14.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 104 millions d'euros au titre de l'exercice 2017 contre 102 millions d'euros au titre de l'exercice 2016.

## 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	2 656	-	2 656	2 997	-	2 997
Prêts et créances au coût amorti	2 976	20 911	23 887	2 250	21 430	23 680
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 976	599	3 576	2 250	595	2 845
<i>Clients et autres débiteurs</i>	-	20 311	20 311	-	20 835	20 835
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 948	8 985	11 933	3 603	10 486	14 089
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 948	7 378	10 325	3 603	9 047	12 650
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>	-	1 608	1 608	-	1 439	1 439
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 931	8 931	-	9 825	9 825
<b>TOTAL</b>	<b>8 580</b>	<b>38 827</b>	<b>47 407</b>	<b>8 850</b>	<b>41 741</b>	<b>50 591</b>

#### 15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
<b>Au 31 décembre 2015</b>	<b>3 016</b>
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)
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>2 997</b>
Acquisitions	279
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(178)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(362)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	(14)
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(19)
Variations de périmètre, change et divers	(47)
<b>Au 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>2 656</b>

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élevaient à 2 656 millions d'euros au 31 décembre 2017 et se répartissent entre 1 558 millions d'euros de titres cotés et 1 098 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 977 millions d'euros et 1 020 millions d'euros au 31 décembre 2016).

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 de la participation que le Groupe détenait dans la société Petronet LNG (cf. Note 4.2.4).

En 2016, 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, ainsi que de 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 des états financiers consolidés au 31 décembre 2016).

### 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 :

En millions d'euros	Dividendes	Évaluation ultérieure à l'acquisition			Recyclage en résultat	Résultat de cession
		Variation de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur		
Capitaux propres <sup>(1)</sup>	-	(14)	-	-	(362)	-
Résultat	172	-	-	(19)	362	17
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>172</b>	<b>(14)</b>	<b>-</b>	<b>(19)</b>	<b>-</b>	<b>17</b>
Capitaux propres <sup>(1)</sup>	-	298	1	-	(152)	-
Résultat	114	-	-	(21)	152	90
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>114</b>	<b>298</b>	<b>1</b>	<b>(21)</b>	<b>-</b>	<b>90</b>

(1) Hors effet impôt.

En 2017, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 362 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Petronet LNG (cf. Note 4.2.4).

### 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 19 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 2017.

### 15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 976	599	3 576	2 250	595	2 845
Prêts aux sociétés affiliées	993	395	1 388	718	441	1 159
Autres créances au coût amorti	658	34	692	655	22	678
Créances de concessions	573	82	655	14	6	20
Créances de location financement	752	88	840	862	125	987
Clients et autres débiteurs	-	20 311	20 311	-	20 835	20 835
<b>TOTAL</b>	<b>2 976</b>	<b>20 911</b>	<b>23 887</b>	<b>2 250</b>	<b>21 430</b>	<b>23 680</b>

Les pertes de valeur sur prêts et créances au coût amorti sont présentées ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 816	(241)	3 576	3 092	(248)	2 845
Clients et autres débiteurs	21 231	(920)	20 311	21 897	(1 062)	20 835
<b>TOTAL</b>	<b>25 048</b>	<b>(1 161)</b>	<b>23 887</b>	<b>24 989</b>	<b>(1 310)</b>	<b>23 680</b>

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 :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2017	196	(13)	(53)
Au 31 décembre 2016 <sup>(1)</sup>	109	32	(85)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

#### Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2017, comme 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).

#### 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 -920 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre -1 062 millions d'euros au 31 décembre 2016.

### 15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
<b>Instruments financiers dérivés</b>	<b>2 948</b>	<b>7 378</b>	<b>10 325</b>	<b>3 603</b>	<b>9 047</b>	<b>12 650</b>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	610	63	673	888	250	1 138
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	1 532	7 231	8 763	1 875	8 712	10 587
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments <sup>(1)</sup></i>	805	83	888	840	85	925
<b>Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)</b>	-	<b>1 108</b>	<b>1 108</b>	-	<b>816</b>	<b>816</b>
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	1 108	1 108	-	816	816
<b>Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif</b>	-	<b>500</b>	<b>500</b>	-	<b>622</b>	<b>622</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2 948</b>	<b>8 985</b>	<b>11 933</b>	<b>3 603</b>	<b>10 486</b>	<b>14 089</b>

(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 7 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 8 millions d'euros en 2016.

#### 15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

Le poste de «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 931 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 9 825 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Ce poste comprend les fonds levés dans le cadre de l'émission des «obligations vertes» (cf. chapitre 5 du Document de Référence) et non encore alloués à des projets éligibles.

Ce poste comprend également un montant de disponibilités soumises à restriction de 141 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 246 millions d'euros au 31 décembre 2016. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 91 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 2017 s'établit à +92 millions d'euros contre +131 millions d'euros en 2016.

#### 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, attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, a pour 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. 2017	31 déc. 2016
<b>Prêt à des personnes morales externes au Groupe</b>	<b>516</b>	<b>562</b>
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Ores Assets	41	82
Prêt à Sibelga	22	26
<b>Autres placements de trésorerie</b>	<b>1 507</b>	<b>1 464</b>
OPCVM et FCP	1 507	1 464
<b>TOTAL</b>	<b>2 023</b>	<b>2 026</b>

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 2017, 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 2017, 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 2017 s'élève à 928 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. 2017	31 déc. 2016
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	3 602	4 177

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 2017 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	25 292	8 176	33 467	24 411	12 539	36 950
Instruments financiers dérivés	2 980	8 720	11 700	3 410	9 228	12 638
Fournisseurs et autres créanciers	-	16 432	16 432	-	17 075	17 075
Autres passifs financiers	32	-	32	200	-	200
<b>TOTAL</b>	<b>28 303</b>	<b>33 328</b>	<b>61 632</b>	<b>28 021</b>	<b>38 842</b>	<b>66 864</b>

### 15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	20 062	2 175	22 237	18 617	3 360	21 977
Emprunts bancaires	4 231	928	5 159	4 501	977	5 478
Titres négociables à court terme	-	3 889	3 889	-	6 330	6 330
Tirages sur facilités de crédit	26	21	47	12	30	43
Emprunts sur location-financement	330	152	483	520	150	670
Autres emprunts	65	56	121	90	249	339
<b>EMPRUNTS</b>	<b>24 714</b>	<b>7 221</b>	<b>31 935</b>	<b>23 740</b>	<b>11 097</b>	<b>34 837</b>
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	466	466	-	608	608
<b>ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>24 714</b>	<b>7 688</b>	<b>32 401</b>	<b>23 740</b>	<b>11 705</b>	<b>35 444</b>
Impact du coût amorti	242	47	289	235	72	306
Impact de la couverture de juste valeur	336	29	365	436	31	468
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	412	412	-	731	731
<b>DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>25 292</b>	<b>8 176</b>	<b>33 467</b>	<b>24 411</b>	<b>12 539</b>	<b>36 950</b>

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2017 à 35 568 millions d'euros pour une valeur comptable de 33 467 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	293	59	352	251	67	318
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 475	8 544	10 018	1 461	9 038	10 499
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments <sup>(1)</sup>	1 212	118	1 329	1 698	123	1 821
<b>TOTAL</b>	<b>2 980</b>	<b>8 720</b>	<b>11 700</b>	<b>3 410</b>	<b>9 228</b>	<b>12 638</b>

(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. 2017	31 déc. 2016
Fournisseurs	16 011	16 327
Dettes sur immobilisations	422	748
<b>TOTAL</b>	<b>16 432</b>	<b>17 075</b>

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 32 millions d'euros (200 millions d'euros au 31 décembre 2016). Ils correspondent principalement à des dettes résultant de capital souscrit non appelé par les entreprises mises en équivalence, notamment Cameron LNG.

La variation de la période est principalement liée à l'exercice de l'obligation d'achat (put) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent consécutive à l'accord conclu le 4 avril 2017 et portant sur l'acquisition par le Groupe de la participation résiduelle de 41% détenue par SOPER dans La Compagnie du Vent (cf. Note 4.3.3).

## 15.3 Endettement financier net

### 15.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2017			31 déc. 2016		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	24 714	7 688	32 401	23 740	11 705	35 444
Impact du coût amorti	242	47	289	235	72	306
Impact de la couverture de juste valeur <sup>(1)</sup>	336	29	365	436	31	468
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	412	412	-	731	731
<b>DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>25 292</b>	<b>8 176</b>	<b>33 467</b>	<b>24 411</b>	<b>12 539</b>	<b>36 950</b>
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette <sup>(2)</sup>	293	59	352	251	67	318
<b>DETTE BRUTE</b>	<b>25 585</b>	<b>8 234</b>	<b>33 820</b>	<b>24 662</b>	<b>12 606</b>	<b>37 268</b>
Actifs liés au financement	(59)	(1)	(60)	(58)	(1)	(58)
<b>ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>(59)</b>	<b>(1)</b>	<b>(60)</b>	<b>(58)</b>	<b>(1)</b>	<b>(58)</b>
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(1 108)	(1 108)	-	(816)	(816)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(500)	(500)	-	(622)	(622)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 931)	(8 931)	-	(9 825)	(9 825)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette <sup>(2)</sup>	(610)	(63)	(673)	(888)	(250)	(1 138)
<b>TRÉSORERIE ACTIVE</b>	<b>(610)</b>	<b>(10 602)</b>	<b>(11 212)</b>	<b>(888)</b>	<b>(11 514)</b>	<b>(12 402)</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	<b>24 916</b>	<b>(2 369)</b>	<b>22 548</b>	<b>23 716</b>	<b>1 091</b>	<b>24 807</b>
Encours des dettes financières	24 714	7 688	32 401	23 740	11 705	35 444
Actifs liés au financement	(59)	(1)	(60)	(58)	(1)	(58)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(1 108)	(1 108)	-	(816)	(816)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 931)	(8 931)	-	(9 825)	(9 825)
<b>ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL</b>	<b>24 655</b>	<b>(2 352)</b>	<b>22 303</b>	<b>23 682</b>	<b>1 062</b>	<b>24 744</b>

(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.

L'endettement financier net, hors dette interne E&P de 1 612 millions d'euros (cf. Note 4.1.2), s'élève à 20 936 millions d'euros au 31 décembre 2017 contre 23 080 millions d'euros au 31 décembre 2016.

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

En millions d'euros	31 déc. 2016	Flux issus des activités de financement	Flux issus des activités opérationnelles et d'investissement et variation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	Variation de juste valeur	Ecarts de conversion	Variations de périmètre et Autres	31 déc. 2017
Encours des dettes financières	35 444	(1 193)	-	-	(1 087)	(762)	32 401
Impact du coût amorti	306	(68)	-	43	(11)	19	289
Impact de la couverture de juste valeur	468	-	-	(102)	-	-	365
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	731	(319)	-	-	-	-	412
<b>DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>36 950</b>	<b>(1 580)</b>	<b>-</b>	<b>(60)</b>	<b>(1 099)</b>	<b>(743)</b>	<b>33 467</b>
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette	318	(78)	-	1	112	(1)	352
<b>DETTE BRUTE</b>	<b>37 268</b>	<b>(1 659)</b>	<b>-</b>	<b>(58)</b>	<b>(987)</b>	<b>(744)</b>	<b>33 820</b>
Actifs liés au financement	(58)	(19)	-	-	9	9	(60)
<b>ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT</b>	<b>(58)</b>	<b>(19)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>9</b>	<b>(60)</b>
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(816)	(285)	-	-	-	(7)	(1 108)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	(622)	123	-	-	-	-	(500)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 825)	-	324	-	249	321	(8 931)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette	(1 138)	277	-	114	72	1	(673)
<b>TRÉSORERIE ACTIVE</b>	<b>(12 402)</b>	<b>115</b>	<b>324</b>	<b>114</b>	<b>321</b>	<b>315</b>	<b>(11 212)</b>
<b>ENDETTEMENT FINANCIER NET</b>	<b>24 807</b>	<b>(1 562)</b>	<b>324</b>	<b>55</b>	<b>(657)</b>	<b>(419)</b>	<b>22 548</b>

### 15.3.3 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2017, les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement financier net de 657 millions d'euros (dont -486 millions d'euros sur le dollar américain et -117 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 3 659 millions d'euros de l'endettement financier net. Cette évolution provient pour l'essentiel des éléments suivants :

- des cessions d'actifs réalisées sur la période qui se traduisent par une réduction de l'endettement financier net de 4 791 millions d'euros, incluant notamment les cessions du portefeuille de centrales thermiques *merchant* aux États-Unis, de la centrale de production d'électricité de Polaniec en Pologne, de la participation de 30% dans Opus Energy au Royaume-Uni et de certains actifs thermiques, de la participation de 10% dans Petronet LNG en Inde et de la participation de 38,1% dans NuGen, le transfert de 100% d'Elengy à GRTgaz ainsi que le classement en «Actifs destinés à être cédés» des activités de la centrale Loy Yang B (cf. Note 4.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2017»);
- des acquisitions réalisées sur la période (notamment Keepmoat Regeneration, Icomera et Tabreed) qui ont accru l'endettement net de 1 168 millions d'euros (cf. Notes 4.3.1, 4.3.2, 4.3.4 et 4.3.3).

### 15.3.3.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les principales opérations suivantes au cours de l'année 2017 :

- les 23 mars et 19 septembre 2017, ENGIE SA a procédé à des émissions obligataires vertes (*green bonds*) d'un montant total de 2 750 millions d'euros :
  - une tranche de 700 millions d'euros portant un coupon de 0,875 % arrivant à échéance en 2024,
  - une tranche de 800 millions d'euros portant un coupon de 1,5 % arrivant à échéance en 2028,
  - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,375 % arrivant à échéance en 2023,
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,375 % arrivant à échéance en 2029 ;
- le 19 septembre 2017, ENGIE SA a également émis :
  - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 2% arrivant à échéance en 2037 ;
- les 1<sup>er</sup> juin, 27 septembre, 20 et 24 octobre 2017, ENGIE SA a réalisé des émissions privées pour respectivement 100 millions d'euros, 1,4 milliard et 900 millions de dollars de Hong Kong (les encours au cours couvert s'élèvent respectivement à 153 millions et 98 millions d'euros), et 100 millions d'euros ;
- le 10 novembre 2017, ENGIE Brasil Energia a émis un emprunt obligataire d'un montant total de 581 millions d'euros;
- le 15 mars 2017, ENGIE Brasil Energia a souscrit à quatre emprunts bancaires d'un montant total de 217 millions de real brésilien (63 millions d'euros) arrivant à échéance en mai 2033 ;
- le 10 novembre 2017, ENGIE Brasil Energia a souscrit à un emprunt bancaire d'un montant total de 529 millions d'euros ;
- remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours de l'année 2017 :
  - 500 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 0% et arrivé à échéance le 13 mars 2017,
  - 750 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,5% et arrivé à échéance le 20 juillet 2017 ;
  - 564 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 2,75% et arrivé à échéance le 18 octobre 2017,
  - 300 millions d'euros de francs suisses (262 millions d'euros) d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,5% et arrivé à échéance le 20 octobre 2017 ;
  - 750 millions de dollars (635 millions d'euros) d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 1,625% et arrivé à échéance le 10 octobre 2017,
  - 350 millions d'euros d'emprunts obligataires ENGIE SA portant un coupon de 0% et arrivé à échéance le 7 décembre 2017 ;
- opérations de refinancement :
  - le 27 mars 2017 le Groupe a lancé une offre de rachat sur des obligations pour un montant nominal de 538 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	2 656	1 558	-	1 098	2 997	1 977	-	1 020
Instruments financiers dérivés	10 325	21	9 992	313	12 650	68	12 560	22
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	673	-	673	-	1 138	-	1 138	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 001	-	1 969	32	2 504	68	2 414	22
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	6 763	21	6 461	281	8 083	-	8 083	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	888	-	888	-	925	-	925	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	1 108	-	1 108	-	816	1	816	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	1 108	-	1 108	-	816	1	816	-
<b>TOTAL</b>	<b>14 090</b>	<b>1 579</b>	<b>11 100</b>	<b>1 411</b>	<b>16 464</b>	<b>2 046</b>	<b>13 376</b>	<b>1 042</b>

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 2017, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

En millions d'euros	Titres disponibles à la vente
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>1 020</b>
Acquisitions	136
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	11
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	-
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	25
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(46)
Variations de périmètre, change et divers	(47)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>1 098</b>
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(5)

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 110 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.

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.

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 ou parce que certains paramètres tels que la volatilité n'étaient pas observables.

Il s'agit principalement de contrats d'approvisionnement long terme de gaz et d'un contrat d'électricité évalués à la juste valeur et relatifs aux activités de trading.

Au 31 décembre 2017, la variation des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Net Actif/(Passif)
<b>Au 31 décembre 2016</b>	<b>(11)</b>
Variations de juste valeur enregistrées en résultat <sup>(1)</sup>	(170)
Dénouements	15
Transfert depuis le niveau 3 vers les niveaux 1 et 2	(7)
<b>Juste valeur nette enregistrée en résultat</b>	<b>(173)</b>
Gains/(pertes) <i>Day-One</i> différés	(15)
<b>Au 31 décembre 2017</b>	<b>(188)</b>

(1) Ce montant inclut l'impact initial de changement de traitement comptable au 1<sup>er</sup> octobre 2017 comptabilisé en non récurrent pour -155 millions d'euros.

### 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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	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	4 860	-	4 860	-	4 691	-	4 691	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	30 709	19 835	10 874	-	34 652	20 144	14 508	-
Instruments financiers dérivés	11 700	26	11 173	501	12 638	121	12 483	34
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	352	-	352	-	318	-	318	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 210	-	2 140	70	2 411	119	2 258	34
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	7 808	26	7 351	431	8 088	3	8 085	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 329	-	1 329	-	1 821	-	1 821	-
<b>TOTAL</b>	<b>47 269</b>	<b>19 861</b>	<b>26 907</b>	<b>501</b>	<b>51 982</b>	<b>20 266</b>	<b>31 682</b>	<b>34</b>

**Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur**

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

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

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

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

**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, sont présentés dans le tableau ci-après :

**Au 31 décembre 2017**

En millions d'euros		Montant brut	MONTANT NET PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE <sup>(1)</sup>	Autres accords de compensation <sup>(2)</sup>	MONTANT NET TOTAL
<b>Actifs</b>	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	9 177	8 763	(5 061)	3 703
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 562	1 562	(315)	1 247
<b>Passifs</b>	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(10 432)	(10 018)	7 221	(2 798)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 682)	(1 682)	393	(1 289)

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

**Au 31 décembre 2016**

En millions d'euros		Montant brut	MONTANT NET PRÉSENTÉ DANS L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE <sup>(1)</sup>	Autres accords de compensation <sup>(2)</sup>	MONTANT NET TOTAL
<b>Actifs</b>	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
<b>Passifs</b>	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 collatéraux et autres instruments de garanties, ainsi que les accords de compensation qui ne satisfont pas aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

## 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<sub>2</sub> 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 2017 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 <sup>(1)</sup>

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
		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	307	197	475	(49)
Gaz naturel	+3 €/MWh	(17)	(48)	(23)	(97)
Electricité	+5 €/MWh	145	(30)	84	(39)
Charbon	+10 \$US/ton	33	2	67	3
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	53	-	64	-
EUR/USD	+10%	102	(233)	(89)	(7)
EUR/GBP	+10%	69	2	(42)	8

(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.
- au sein d'ENGIE SA au titre de l'optimisation d'une partie de son portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme de gaz et d'un contrat d'échange d'électricité (cf. Note 8.5 «Autres éléments non récurrents»).

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'élève à 332 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 427 millions d'euros en 2016).

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. 2017	2017 moyenne <sup>(1)</sup>	Maximum 2017 <sup>(2)</sup>	Minimum 2017 <sup>(2)</sup>	2016 moyenne <sup>(1)</sup>
Activités de trading	12	9	19	1	10

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2017.

## 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 au 31 décembre 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	1 532	468	(1 475)	(736)	1 875	629	(1 461)	(949)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	186	62	(208)	(110)	87	101	(231)	(283)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 346	406	(1 267)	(625)	1 788	528	(1 230)	(666)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	-	6 763	-	(7 808)	-	8 083	-	(8 088)
<b>TOTAL</b>	<b>1 532</b>	<b>7 231</b>	<b>(1 475)</b>	<b>(8 544)</b>	<b>1 875</b>	<b>8 712</b>	<b>(1 461)</b>	<b>(9 038)</b>

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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	14	12	-	(10)	36	25	(106)	(81)
Electricité	3	7	(44)	(52)	5	9	(42)	(37)
Charbon	8	4	-	-	5	4	-	-
Pétrole	145	1	-	(1)	1	2	(62)	(152)
Autres <sup>(2)</sup>	16	38	(164)	(47)	40	61	(21)	(14)
<b>TOTAL</b>	<b>186</b>	<b>62</b>	<b>(208)</b>	<b>(110)</b>	<b>87</b>	<b>101</b>	<b>(231)</b>	<b>(283)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 n'ont pas été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 4.1.1 «Projet de cession des activités d'exploration-production»).

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

### Montants notionnels (nets)<sup>(1)</sup>

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

Unité	Total au						Au-delà de 5 ans
	31 déc. 2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Gaz naturel	GWh	9 500	5 780	2 703	1 017	-	-
Electricité	GWh	(7 309)	(3 515)	(3 168)	(626)	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	289	128	128	32	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	45 182	607	14 083	30 492	-	-
Change	Millions d'euros	2 914	153	1 011	1 436	314	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	2 064	930	934	200	-	-

(1) Position acheteuse/(vendeuse).

Au 31 décembre 2017, une perte de 24 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 372 millions d'euros au 31 décembre 2016). Une perte de 185 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2017 (contre un gain de 167 millions d'euros en 2016).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. L'impact représente un gain de 2 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre un impact nul au 31 décembre 2016).

### 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. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	69%	79%	65%	77%
USD	12%	11%	16%	10%
GBP	7%	0%	7%	2%
Autres devises	12%	10%	12%	11%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

#### Endettement net

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	80%	59%	77%
USD	16%	14%	21%	13%
GBP	9%	(1)%	10%	3%
Autres devises	10%	7%	10%	7%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

#### 16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

L'analyse de sensibilité du compte de résultat au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers gérés par la trésorerie et présentant un risque de change (y compris les instruments financiers dérivés).

L'analyse de sensibilité des capitaux propres au risque de change a été établie sur la base de l'ensemble des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation des cours de change des devises contre l'euro de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

### Impact sur le résultat après prise en compte des dérivés de change

Une variation des cours de change n'a d'impact en résultat que sur les expositions libellées dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces expositions ne sont ni couvertes ni ne constituent des couvertures pour le risque de change. In fine, l'impact d'une appréciation (dépréciation) uniforme de 10% des devises contre euro générerait une perte (un gain) de 6 millions d'euros (2 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 252 millions d'euros en capitaux propres. Une appréciation de 10% des devises face à l'euro aurait un impact négatif de 252 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 2017, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros.

En 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* 2019, sur une maturité 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. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	29%	39%	36%	41%
Taux fixe	71%	61%	64%	59%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

## Endettement net

	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	(1)%	14%	11%	17%
Taux fixe	101%	86%	89%	83%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

### 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 31 millions d'euros. Une diminution de 100 points de base des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 30 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 55 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 75 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est pour partie 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 232 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 289 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 2017 et 2016 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	610	63	(293)	(59)	888	250	(251)	(67)
Couverture de juste valeur	449	9	(38)	-	683	-	(19)	-
Couverture de flux de trésorerie	15	1	(191)	-	68	166	(90)	(1)
Dérivés non qualifiés de couverture	147	53	(64)	(59)	137	84	(142)	(66)
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	805	83	(1 212)	(118)	840	85	(1 698)	(123)
Couverture de juste valeur	-	-	-	-	-	-	-	-
Couverture de flux de trésorerie	128	5	(375)	(37)	13	6	(976)	(55)
Couverture d'investissement net	54	-	(8)	-	37	-	(118)	-
Dérivés non qualifiés de couverture	623	78	(830)	(80)	791	79	(604)	(68)
<b>TOTAL</b>	<b>1 416</b>	<b>146</b>	<b>(1 505)</b>	<b>(177)</b>	<b>1 728</b>	<b>335</b>	<b>(1 949)</b>	<b>(190)</b>

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

En millions d'euros	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	5	411	-	-
Couverture de flux de trésorerie	(166)	3 285	(146)	4 513
Couverture d'investissement net	47	3 370	(81)	6 281
Dérivés non qualifiés de couverture	(76)	5 161	(102)	9 796
<b>TOTAL</b>	<b>(191)</b>	<b>12 227</b>	<b>(329)</b>	<b>20 591</b>

### Dérivés de taux

En millions d'euros	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	415	8 313	664	10 163
Couverture de flux de trésorerie	(288)	1 550	(724)	3 520
Dérivés non qualifiés de couverture	(56)	18 008	313	20 567
<b>TOTAL</b>	<b>71</b>	<b>27 871</b>	<b>253</b>	<b>34 250</b>

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 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 2017, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat est non significative.

## 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 2017

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(454)	(49)	(31)	(62)	(29)	(22)	(261)

Au 31 décembre 2017, une perte de 392 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Une perte de de 23 millions d'euros est reclassée de capitaux propres vers le compte de résultat en 2017.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente une perte de 25 millions d'euros au 31 décembre 2017.

### 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)

## Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net est non significative au 31 décembre 2017.

## 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.

### 16.2.1.1 Clients et autres débiteurs

L'encours des créances clients et autres débiteurs dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

En millions d'euros	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture			Actifs dépréciés		Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2017	939	122	241	1 301	1 366	18 390	21 058
Au 31 décembre 2016	920	196	268	1 384	1 279	19 234	21 897

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.

### 16.2.1.2 Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie 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.

En millions d'euros	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Investment Grade <sup>(3)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(3)</sup>	Total
Exposition brute <sup>(1)</sup>	7 309	8 764	9 626	10 588
Exposition nette <sup>(2)</sup>	2 913	3 705	2 347	2 571
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	78,6%		91,3%	

(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 *rating* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et, d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

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

Le contrôle des risques de contreparties liés à ces activités est assuré au sein de la Direction Financière par un *Middle Office* indépendant du Trésorier Groupe.

### 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 :

En millions d'euros	Actifs échus non dépréciés à la date de clôture			Total	Actifs dépréciés Total	Actifs non dépréciés non échus Total	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an				
Au 31 décembre 2017	2	-	-	3	254	3 539	3 795
Au 31 décembre 2016	-	-	2	2	238	2 832	3 071

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 -220 millions d'euros (contre -227 millions d'euros au 31 décembre 2016). 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 2017, le total des encours exposés au risque crédit est de 10 009 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Total	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Sans notation <sup>(2)</sup>	Non Investment Grade <sup>(2)</sup>	Total	Investment Grade <sup>(1)</sup>	Sans notation <sup>(2)</sup>	Non Investment Grade <sup>(2)</sup>
Exposition	10 009	84,0%	9,0%	7,0%	10 664	89,0%	4,0%	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 2017, le Crédit Agricole Corporate and Investment Bank (CACIB) est la principale contrepartie du Groupe et représente 22% 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 terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long terme. La centralisation est assurée via des véhicules

de financement (long terme et court terme) ainsi que via des véhicules dédiés de *cash pooling* du Groupe, situés en France, en Belgique ainsi qu'au Luxembourg.

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

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi, et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate. Ainsi, au 31 décembre 2017, 88 % de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour.

La politique de financement du Groupe s'appuie sur les principes suivants :

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

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de titres négociables à court terme (*Negotiable European Commercial Paper*) en France et aux États-Unis.

Au 31 décembre 2017, les ressources bancaires représentent 18% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 22 237 millions d'euros de dettes obligataires, soit 70% de la dette brute).

L'encours de titres négociables à court terme représentent 12% de la dette brute et s'élèvent à 3 889 millions d'euros au 31 décembre 2017. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. Toutefois, le refinancement de la totalité des encours est toujours sécurisé par des facilités bancaires confirmées permettant au Groupe de continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) s'élève à 10 039 millions d'euros au 31 décembre 2017 dont 65% 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 13 431 millions d'euros au 31 décembre 2017, dont 13 384 millions d'euros de lignes disponibles. 94% 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 2017, toutes les sociétés du Groupe dont la dette est consolidée sont en conformité avec les *covenants* et déclarations figurant dans leur documentation financière, exceptées quelques entités non significatives pour lesquelles des actions de mise en conformité sont en cours de mise en place.

### 16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2017, 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 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	22 237	2 175	864	2 468	1 897	2 574	12 259
Emprunts bancaires	5 159	928	395	792	263	486	2 294
Titres négociables à court terme	3 889	3 889	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	47	21	3	22	-	-	1
Emprunts sur location-financement	483	152	135	86	75	8	27
Autres emprunts	121	56	11	12	4	2	35
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	466	466	-	-	-	-	-
<b>ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>32 401</b>	<b>7 688</b>	<b>1 408</b>	<b>3 380</b>	<b>2 239</b>	<b>3 070</b>	<b>14 617</b>
Actifs liés au financement	(60)	(1)	-	(2)	(2)	-	(54)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	(1 108)	(1 108)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 931)	(8 931)	-	-	-	-	-
<b>ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE</b>	<b>22 303</b>	<b>(2 352)</b>	<b>1 408</b>	<b>3 377</b>	<b>2 237</b>	<b>3 070</b>	<b>14 563</b>

#### Au 31 décembre 2016

<i>En millions d'euros</i>	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
<b>ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES</b>	<b>35 444</b>	<b>11 705</b>	<b>2 602</b>	<b>1 574</b>	<b>3 402</b>	<b>2 543</b>	<b>13 619</b>
Actifs liés au financement, actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge) et trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 700)	(10 644)	(1)	(1)	(3)	(4)	(47)
<b>ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE</b>	<b>24 744</b>	<b>1 061</b>	<b>2 601</b>	<b>1 573</b>	<b>3 399</b>	<b>2 539</b>	<b>13 572</b>

Au 31 décembre 2017, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

#### Au 31 décembre 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	9 500	930	808	741	651	531	5 839

#### Au 31 décembre 2016

<i>En millions d'euros</i>	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 2017, 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 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(105)	(156)	(106)	(62)	(55)	(12)	286

#### Au 31 décembre 2016

<i>En millions d'euros</i>	Total	2017	2018	2019	2020	2021	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(843)	(223)	16	(32)	(83)	(85)	(436)

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 2017

<i>En millions d'euros</i>	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 384	704	540	1 421	5 018	5 515	186

La maturité du crédit syndiqué de 5,5 milliards d'euros a été prorogée d'un an, portant celle-ci à novembre 2022.

Parmi ces programmes disponibles, 3 889 millions d'euros sont affectés à la couverture des titres négociables à court terme émis.

Au 31 décembre 2017, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

#### Au 31 décembre 2016

<i>En millions d'euros</i>	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

### 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.

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 2017**

En millions d'euros	Total	2018	2019	2020	2021	2022	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 179)	(713)	(858)	(374)	(172)	(49)	(12)
afférents aux activités de trading	(7 801)	(7 801)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 018	463	794	433	220	56	52
afférents aux activités de trading	6 770	6 770	-	-	-	-	-
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>(1 192)</b>	<b>(1 281)</b>	<b>(64)</b>	<b>59</b>	<b>48</b>	<b>7</b>	<b>40</b>

**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	-	-	-	-	-
<b>TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>106</b>	<b>(332)</b>	<b>352</b>	<b>(12)</b>	<b>42</b>	<b>34</b>	<b>22</b>

### 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. 2017	2018	2019-2022	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2016
Achats fermes	(5 680)	(792)	(2 117)	(2 771)	(6 214)
Ventes fermes	2 046	394	644	1 017	2 051

## 16.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2017, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 2 656 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 156 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
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2015</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>(39 407 541)</b>	<b>2 395 877 470</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>(822)</b>
Achat/vente d'actions propres		1 884 703	1 884 703			61
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>(37 522 838)</b>	<b>2 397 762 173</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>(761)</b>
Achat/vente d'actions propres		(9 335 181)	(9 335 181)			(122)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>2 435 285 011</b>	<b>(46 858 019)</b>	<b>2 388 426 992</b>	<b>2 435</b>	<b>32 506</b>	<b>(883)</b>

L'évolution du nombre d'actions en circulation durant l'exercice 2017 résulte d'acquisitions nettes d'actions propres à hauteur de 9 millions d'actions (contre la livraison de 2 millions d'actions en 2016 dans le cadre d'attributions gratuites d'actions), principalement suite aux titres rachetés à l'État français dans le cadre de son programme de cessions d'actions (soit 0,46% du capital d'ENGIE). Ces actions seront affectées aux opérations d'épargne salariale prévues par le Groupe.

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

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions en vigueur a pris fin.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions de performance décrites dans la Note 22 «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 12 mai 2017. 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 2017, le Groupe détient 46,9 millions d'actions propres intégralement affectées à la couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions ENGIE SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens actuels affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros.

### 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 37 090 millions d'euros au 31 décembre 2017, 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 -3 095 millions d'euros au 31 décembre 2017 (-3 235 millions d'euros au 31 décembre 2016) ; les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels s'élèvent à 744 millions d'euros au 31 décembre 2017 (846 millions d'euros au 31 décembre 2016).

### 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 144 millions d'euros payés en 2017, 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 33 969 millions d'euros au 31 décembre 2017 (contre 34 741 millions d'euros au 31 décembre 2016), 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 2016 et 2017.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
<b>Au titre de l'exercice 2016</b>		
Acompte (payé le 14 octobre 2016)	1 198	0,50
Solde du dividende au titre de 2016 (payé le 18 mai 2017)	1 199	0,50
Solde du dividende majoré au titre de 2016 (payé le 18 mai 2017)	14	0,10
<b>Au titre de l'exercice 2017</b>		
Acompte (payé le 13 octobre 2017)	836	0,35

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la Loi de Finances pour 2012, réglée au titre des dividendes et acomptes a été invalidée par la Cour Constitutionnelle en date du 6 octobre 2017. A ce titre, le Groupe a été remboursé de la quasi-totalité des contributions payées antérieurement. Au titre de la distribution effectuée en 2016, la taxe s'était élevée à 74 millions d'euros et était comptabilisée en compte de résultat.

L'Assemblée Générale du 12 mai 2017 a décidé la distribution d'un dividende de 1,00 euro par action au titre de l'exercice 2016. Conformément à l'article 26.2 des statuts, une majoration de 10% du dividende, soit 0,10 euro par action, a été attribuée aux actions inscrites sous la forme nominative depuis au moins deux ans au 31 décembre 2016, et qui sont restées inscrites sans interruption sous cette forme au nom du même actionnaire jusqu'à la date de mise en paiement du dividende. Cette majoration ne peut porter, pour un seul et même actionnaire, sur un nombre de titres représentant plus de 0,5% du capital.

Un acompte de 0,50 euro par action ayant été payé en numéraire le 14 octobre 2016 pour un montant de 1 198 millions d'euros, ENGIE SA a réglé en numéraire le 18 mai 2017, pour un montant de 1 213 millions d'euros, le

solde du dividende de 0,50 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende ordinaire, ainsi que le solde du dividende de 0,60 euro par action pour les actions bénéficiant du dividende majoré. Par ailleurs, le Conseil d'Administration du 27 juillet 2017 a décidé la mise en paiement le 13 octobre 2017 d'un acompte sur dividende de 0,35 euro par action pour un montant total de 836 millions d'euros.

### Dividendes proposés au titre de l'exercice 2017

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe ENGIE statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2017 de verser un dividende unitaire de 0,70 euro par action soit un montant total de 1 672 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2017. Ce dividende unitaire sera majoré de 10% pour toute action détenue depuis deux ans minimum au 31 décembre 2017 et maintenue à la date de mise en paiement du dividende 2017. Sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2017, cette majoration est évaluée à 12 millions d'euros. Un acompte de 0,35 euro par action sur le dividende unitaire a déjà été versé le 13 octobre 2017 soit 836 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, dont le coupon détaché, sera payé le 24 mai 2018 pour un montant de 848 millions d'euros. Il n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2017, les états financiers à fin 2017 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 2017 et au 31 décembre 2016, qui sont recyclables en résultat.

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actifs financiers disponibles à la vente	206	587
Couverture d'investissement net	(320)	(647)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(521)	(900)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(47)	(64)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	194	378
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, net d'impôt	(389)	(401)
Écarts de conversion	(1 134)	1 075
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	6	130
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>	<b>(2 003)</b>	<b>159</b>

## 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. 2016	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactua- lisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2017	Non courant	Courant
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	6 422	274	(410)	3	1 790	125	(23)	(2 039)	6 142	5 994	148
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	5 630	146	(59)	-	-	197	-	-	5 914	5 859	55
Démantèlement des installations <sup>(1)</sup>	5 671	(1)	(6)	(11)	(6)	214	(21)	(110)	5 728	5 728	-
Reconstitution de sites <sup>(2)</sup>	1 487	(4)	(59)	(14)	307	31	(44)	(1 390)	313	313	1
Litiges, réclamations et risques fiscaux	1 133	294	(514)	(80)	4	5	(35)	(54)	753	19	734
Autres risques	1 865	1 605	(653)	(80)	518	16	(17)	(337)	2 917	515	2 402
<b>TOTAL PROVISIONS</b>	<b>22 208</b>	<b>2 314</b>	<b>(1 701)</b>	<b>(181)</b>	<b>2 612</b>	<b>587</b>	<b>(140)</b>	<b>(3 930)</b>	<b>21 768</b>	<b>18 428</b>	<b>3 340</b>

(1) Dont 5 159 millions d'euros de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 4 997 millions d'euros au 31 décembre 2016.

(2) Dont 1 290 millions d'euros de diminution au niveau de la colonne «Autres» liée au classement des provisions E&P en activités non poursuivies.

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 2017 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. 2017
Résultat des activités opérationnelles	(334)
Autres produits et charges financiers	(587)
Impôts	(97)
<b>TOTAL</b>	<b>(1 018)</b>

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 attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires (CPN) dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage

maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires (cf. Note 15.1.5 «Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées»).

Pour permettre à la 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 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).

Pour l'exercice 2017, les caractéristiques de base des provisions, scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées (inventaires physiques et radiologiques), estimation du montant et échéancier des dépenses, de même que taux d'actualisation, correspondent à celles approuvées par la Commission des provisions nucléaires, le Groupe s'étant assuré que ces hypothèses demeurent les plus adéquates. L'évolution des provisions en 2017 est donc essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible irradié au cours de l'année.

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%). Il est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme ;
- 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 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 déchets» 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 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.

Dans ce contexte, l'ONDRAF a décidé, le 9 février 2018, de proposer le stockage géologique comme politique nationale pour la gestion à long terme de ces déchets. Lorsque le gouvernement, après avis de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN), aura entériné cette proposition, l'ONDRAF et toutes les parties concernées lanceront un processus décisionnel qui sera par ailleurs intégré dans les analyses de la CPN.

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

Les provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires sont constituées sur la base des principes et paramètres suivants :

- le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- 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 séquençement 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 5,9 milliards d'euros au 31 décembre 2017. L'engagement, exprimé en euros courants et estimé à la quote-part de combustible irradié à date, représente un montant de quelque 11,7 milliards d'euros.

Les provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire en Belgique s'élève à 5,2 milliards d'euros au 31 décembre 2017. 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 150 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 Centrale et mine d'Hazelwood (Australie)

Suite à la décision du Groupe et de son partenaire Mitsui annoncée en novembre 2016 de fermer la centrale à charbon d'Hazelwood (1 600 MW – entité détenue à 72% et consolidée par intégration globale), la mine de charbon attenante est fermée depuis fin mars 2017.

Au 31 décembre 2017, la provision pour couvrir les obligations en matière de démantèlement et de réhabilitation de la mine s'élève à 446 millions d'euros (dont 282 millions d'euros au titre de la réhabilitation de la mine et 164 millions d'euros au titre des obligations de démantèlement de la centrale).

Les travaux de démantèlement et de remise en état du site ont débuté en 2017 et comprennent 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.

Les législations et réglementations 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 4,26% et 4,14% 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.

## 18.5 Autres risques

Ce poste comprend notamment les provisions pour contrats déficitaires relatifs aux contrats de réservation de capacité de stockage et transport (*cf. Note 8.5*).

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

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1<sup>er</sup> 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 financées par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005.

Le régime spécial des IEG est un régime légal ouvert aux nouveaux entrants.

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

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1<sup>er</sup> 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 2017, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 3,4 milliards d'euros.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 20 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 1<sup>er</sup> juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1<sup>er</sup> mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont,

pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 14% du total des engagements de retraite au 31 décembre 2017. La durée moyenne de ces régimes est de 9 années.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1<sup>er</sup> juin 2002, et le personnel cadre (i) engagé à partir du 1<sup>er</sup> mai 1999 ou (ii) ayant opté pour le transfert vers des plans à contributions définies bénéficient aujourd'hui de régimes à cotisations définies. Avant le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la loi imposait une garantie de rendement annuel minimum moyen (3,75% sur les contributions salariales et 3,25% sur les contributions patronales) lors de la liquidation de l'épargne constituée.

La loi sur les pensions complémentaires, votée le 18 décembre 2016, et d'application au 1<sup>er</sup> janvier 2017, fixe désormais les taux de rendement minimum à garantir en fonction du rendement réel des obligations de l'État belge, dans une fourchette comprise entre 1,75% et 3,25% (les taux sont désormais identiques pour les contributions salariales et patronales). En 2017, le taux minimum garanti est de 1,75%.

La charge comptabilisée en 2017 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 31 millions d'euros contre 24 millions d'euros en 2016.

### 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 2017 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 70 millions d'euros contre 69 millions d'euros en 2016.

### 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 1<sup>er</sup> 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 3,1 milliards d'euros au 31 décembre 2017. La durée 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 reversions.

### 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursements
<b>Au 31 Décembre 2015</b>	<b>(5 785)</b>	<b>62</b>	<b>167</b>
Différence de change	(51)	(1)	-
Variations de périmètre et autres	46	(12)	-
Pertes et gains actuariels	(663)	(7)	2
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(411)	(44)	3
Charge de l'exercice des activités non poursuivies	(19)	-	-
Plafonnement d'actifs	41	-	-
Cotisations/prestations payées	420	76	(42)
<b>Au 31 Décembre 2016</b>	<b>(6 422)</b>	<b>69</b>	<b>130</b>
Différence de change	31	17	-
Transfert en «passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente»	233	-	-
Variations de périmètre et autres	(86)	8	-
Pertes et gains actuariels	92	5	13
Charge de l'exercice des activités poursuivies	(427)	(50)	3
Charge de l'exercice des activités non poursuivies	(28)	-	-
Plafonnement d'actifs	2	-	-
Cotisations/prestations payées	464	53	13
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>(6 142)</b>	<b>101</b>	<b>159</b>

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, retraitée du fait du classement d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»), s'élève à 477 millions d'euros en 2017 (460 millions d'euros en 2016). 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 96% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2017 (contre 95% au 31 décembre 2016).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 3 327 millions d'euros au 31 décembre 2017, contre 3 469 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les pertes et gains actuariels nets générés sur l'exercice, qui sont présentés sur une ligne distincte de l'«État du résultat global» représentent un gain actuariel de 99 millions d'euros en 2017 et une perte actuarielle de 670 millions d'euros en 2016.

## 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017				31 déc. 2016			
	Retraites <sup>(1)</sup>	Autres avantages postérieurs à l'emploi <sup>(2)</sup>	Avantages à long terme <sup>(3)</sup>	Total	Retraites <sup>(1)</sup>	Autres avantages postérieurs à l'emploi <sup>(2)</sup>	Avantages à long terme <sup>(3)</sup>	Total
<b>A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE</b>								
<b>Dettes actuarielle début de période</b>	<b>(7 944)</b>	<b>(3 731)</b>	<b>(556)</b>	<b>(12 232)</b>	<b>(7 197)</b>	<b>(3 394)</b>	<b>(530)</b>	<b>(11 121)</b>
Coût des services rendus de la période	(278)	(57)	(46)	(381)	(234)	(50)	(45)	(329)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(189)	(73)	(9)	(271)	(208)	(84)	(11)	(303)
Cotisations versées	(13)	-	-	(13)	(14)	-	-	(14)
Modification de régime	(7)	-	-	(7)	8	-	-	8
Variations de périmètre	3	1	5	9	(6)	(3)	-	(10)
Réductions / cessations de régimes	6	-	-	6	1	-	-	1
Événements exceptionnels	-	(2)	-	(2)	-	-	-	-
Pertes et gains actuariels financiers	23	(53)	23	(8)	(825)	(261)	(15)	(1 102)
Pertes et gains actuariels démographiques	(195)	1	(8)	(201)	106	(51)	(2)	52
Prestations payées	498	129	46	673	434	113	46	594
Transfert en « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente »	404	44	6	454	-	-	-	-
Autres (dont écarts de conversion)	39	1	-	40	(8)	(1)	-	(8)
<b>Dettes actuarielle fin de période</b>	<b>(7 653)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(538)</b>	<b>(11 931)</b>	<b>(7 944)</b>	<b>(3 731)</b>	<b>(556)</b>	<b>(12 232)</b>
<b>B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE</b>								
<b>Juste valeur des actifs de couverture en début de période</b>	<b>5 919</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>5 920</b>	<b>5 445</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>5 446</b>
Produit d'intérêts des actifs de couverture	144	-	-	144	162	-	-	162
Pertes et gains actuariels financiers	321	-	-	321	361	-	-	361
Cotisations perçues	298	21	-	318	267	-	-	267
Variations de périmètre	-	-	-	-	1	-	-	1
Cessations de régimes	(9)	(1)	-	(10)	-	-	-	-
Prestations payées	(441)	(21)	-	(461)	(352)	-	-	(352)
Transfert en « passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente »	(222)	-	-	(222)	-	-	-	-
Autres (dont écarts de conversion)	(105)	-	-	(105)	33	-	-	33
<b>Juste valeur des actifs de couverture en fin de période</b>	<b>5 904</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5 904</b>	<b>5 919</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>5 920</b>
<b>C - COUVERTURE FINANCIÈRE</b>	<b>(1 749)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(538)</b>	<b>(6 027)</b>	<b>(2 026)</b>	<b>(3 731)</b>	<b>(556)</b>	<b>(6 313)</b>
Plafonnement d'actifs	(14)	-	-	(14)	(42)	-	-	(42)
<b>ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES</b>	<b>(1 763)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(538)</b>	<b>(6 041)</b>	<b>(2 067)</b>	<b>(3 731)</b>	<b>(556)</b>	<b>(6 354)</b>
<b>TOTAL PASSIF</b>	<b>(1 865)</b>	<b>(3 739)</b>	<b>(538)</b>	<b>(6 142)</b>	<b>(2 136)</b>	<b>(3 731)</b>	<b>(556)</b>	<b>(6 422)</b>
<b>TOTAL ACTIF</b>	<b>101</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>101</b>	<b>68</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>68</b>

(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. 2017	31 déc. 2016
<b>Juste valeur en début d'exercice</b>	<b>130</b>	<b>167</b>
Produit d'intérêts des placements	3	3
Pertes et gains actuariels financiers	13	2
Rendement réel	16	5
Réductions/cessations de régime	-	-
Cotisations employeurs	16	15
Cotisations employés	-	-
Prestations payées	(3)	(14)
Autres	-	(43)
<b>JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE</b>	<b>159</b>	<b>130</b>

### 19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2017 et 2016 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Coûts des services rendus de la période	360	314
Pertes et gains actuariels <sup>(2)</sup>	(14)	17
Modifications de régimes	6	(8)
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	2	(1)
Événements exceptionnels	1	1
<b>Total comptabilisé en résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence</b>	<b>355</b>	<b>324</b>
Charge d'intérêts nette	122	136
<b>Total comptabilisé en résultat financier</b>	<b>122</b>	<b>136</b>
<b>TOTAL</b>	<b>477</b>	<b>460</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

(2) 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 876)	4 505	(9)	(1 380)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(1 286)	1 399	(5)	108
Plans non financés	(4 768)	-	-	(4 768)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2017</b>	<b>(11 930)</b>	<b>5 904</b>	<b>(14)</b>	<b>(6 041)</b>
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)
<b>AU 31 DÉCEMBRE 2016</b>	<b>(12 232)</b>	<b>5 920</b>	<b>(42)</b>	<b>(6 354)</b>

L'allocation des catégories d'actifs de couverture en fonction des principales catégories d'actifs est la suivante :

<i>En %</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Actions	27	29
Obligations souveraines	24	17
Obligations privées	28	31
Actifs monétaires	3	10
Actifs immobiliers	2	4
Autres actifs	17	9
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>	<b>100</b>

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2017.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 4% en 2017.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2017 s'est élevé à environ 3% en assurance de groupe et à environ 6% en fonds de pension.

L'allocation des actifs de couverture par zone géographique d'investissement est la suivante :

<i>En %</i>	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	60	23	2	12	3	100
Obligations souveraines	72	26	-	-	1	100
Obligations privées	78	14	2	4	2	100
Actifs monétaires	69	6	-	23	2	100
Actifs immobiliers	91	8	-	2	-	100
Autres actifs	22	10	3	3	62	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	
		2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Taux d'actualisation	Zone Euro	1,9%	1,7%	2,0%	2,0%	1,8%	1,5%	1,9%	1,8%
	Zone UK	2,6%	2,7%	-	-	-	-	-	-
Taux d'inflation	Zone Euro	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%
	Zone UK	3,2%	3,3%	-	-	-	-	-	-

### 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 durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire à partir des données sur le rendement des obligations AA. Pour la zone Euro, les données (issues de Bloomberg) sont extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'État.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus (moins) 100 points de base du taux d'actualisation entraînerait une baisse (hausse) de la dette actuarielle d'environ 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 14%.

### 19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 2,8%.

Concernant les soins médicaux, une variation de 100 points de base des taux de croissance aurait les impacts suivants :

<i>En millions d'euros</i>	Augmentation de 100 points de base	Diminution de 100 points de base
Effet sur les charges	-	-
Effet sur les engagements de retraite	7	(6)

### 19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2018 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2018, des cotisations de l'ordre de 227 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 85 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 2017, le Groupe a comptabilisé une charge de 142 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (137 millions d'euros en 2016). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

## NOTE 20 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

### 20.1 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 :

En millions d'euros	31 déc. 2017		31 déc. 2016	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 <sup>ère</sup> année	155	151	158	153
De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année comprise	334	306	539	493
Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année	27	20	32	22
<b>TOTAL</b>	<b>516</b>	<b>477</b>	<b>728</b>	<b>668</b>

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	1 <sup>ère</sup> année	De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année	Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année
Dettes de location-financement	483	152	303	27
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	33	3	31	-
<b>PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS</b>	<b>516</b>	<b>155</b>	<b>334</b>	<b>27</b>

### 20.2 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. 2017	31 déc. 2016
Paiements minimaux non actualisés	1 013	1 116
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	27	46
<b>TOTAL INVESTISSEMENT BRUT</b>	<b>1 041</b>	<b>1 163</b>
Produits financiers non acquis	197	166
<b>INVESTISSEMENT NET (BILAN)</b>	<b>844</b>	<b>997</b>
dont valeur actualisée des paiements minimaux	828	962
dont valeur résiduelle non garantie actualisée	16	35

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 :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Au cours de la 1 <sup>ère</sup> année	130	115
De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année comprise	456	450
Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année	427	552
<b>TOTAL</b>	<b>1 013</b>	<b>1 116</b>

## NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

### 21.1 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 2017 et 2016 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Loyers minimaux	(819)	(864)
Loyers conditionnels	(17)	(15)
Revenus de sous-location	(1)	-
Charges de sous-location	(35)	(28)
Autres charges locatives	(95)	(179)
<b>TOTAL</b>	<b>(967)</b>	<b>(1 085)</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Les paiements minimaux futurs actualisés à effectuer au titre des contrats de location simple non résiliables s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Au cours de la 1 <sup>ère</sup> année	609	611
De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année comprise	1 642	1 694
Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année	1 211	1 339
<b>TOTAL</b>	<b>3 463</b>	<b>3 644</b>

Au 31 décembre 2017, ils incluent 1 148 millions d'euros au titre des contrats (essentiellement navires méthaniers) portés par l'activité amont de gaz naturel liquéfié dont le processus de cession a été engagé. Au 31 décembre 2016, ils incluaient 103 millions d'euros au titre des contrats portés par les activités d'exploration-production non poursuivies. Les contrats portés par les activités non poursuivies E&P ne sont pas présentés au 31 décembre 2017.

### 21.2 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 2017 et 2016 se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Loyers minimaux	307	388
Loyers conditionnels	22	24
<b>TOTAL</b>	<b>329</b>	<b>412</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

Les paiements minimaux futurs actualisés à recevoir au titre de la location, en vertu de contrats de location simple non résiliables, s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Au cours de la 1 <sup>ère</sup> année	286	335
De la 2 <sup>ème</sup> à la 5 <sup>ème</sup> année comprise	58	264
Au-delà de la 5 <sup>ème</sup> année	3	-
<b>TOTAL</b>	<b>347</b>	<b>598</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement d'ENGIE E&P International en « Activités non poursuivies » en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 « Retraitement de l'information comparative »).

## NOTE 22 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

Les montants comptabilisés au titre des paiements fondés sur des actions sont les suivants :

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2017	31 déc. 2016
Offres réservées aux salariés <sup>(1)</sup>	22.2	1	2
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	22.3	36	36
Plans d'autres sociétés du Groupe		1	22
<b>TOTAL</b>		<b>38</b>	<b>60</b>

(1) Y compris Share Appreciation Rights émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

### 22.1 Plans de stock-options <sup>(1)</sup>

En 2017, comme en 2016, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan de stock-options.

Au 31 décembre 2017, le dernier plan d'options d'achat d'actions est arrivé à échéance. Il en a résulté l'annulation de 5 millions d'options:

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. 2016	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31 déc. 2017	Date d'expiration	Durée de vie restante
10 nov. 2009	4 mai 2009	10 nov. 2013	29,4	4 036	-	4 775 429	4 775 429	-	9 nov. 2017	-
<b>TOTAL</b>					<b>2 615 000</b>	<b>4 775 429</b>	<b>4 775 429</b>	<b>-</b>		

#### 22.1.1 Link

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital ENGIE réservée aux salariés en 2017.

Les seuls impacts sur le résultat 2017 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.

### 22.2 Actions gratuites et actions de performance

#### 22.2.1 Nouvelles attributions réalisées en 2017

##### Plan d'actions de performance ENGIE du 13 décembre 2017

Le Conseil d'Administration du 13 décembre 2017 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 2021, 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 2021, sans période d'incessibilité ; et

(1) Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de GDF SUEZ.

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2022, sans période d'incessibilité.

En plus d'une condition de présence dans le Groupe à la date d'acquisition des droits, chaque tranche se compose d'instruments assortis d'une triple condition de performance à l'exception toutefois des 150 premières actions octroyées aux bénéficiaires (hors cadres dirigeants) qui sont dispensées de condition de performance. Les conditions de performance, chacune comptant pour un tiers du solde des actions à acquérir, sont les suivantes :

- une condition portant sur le *Total Shareholder Return* (TSR) du titre ENGIE comparé à ceux d'un panel de six sociétés de référence, évalué pour la période entre novembre 2017 et janvier 2021 ;
- deux conditions portant respectivement sur l'évolution du résultat net récurrent part du Groupe et du *Return On Capital Employed* (ROCE) des exercices 2019 et 2020.

Dans le cadre de ce plan, des actions de performance sans condition ont également été attribuées aux gagnants des programmes Innovation et Incubation (21 900 actions attribuées).

## 22.2.2 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 2017.

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
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2022	14,7	0,7	4,6%	0,4	oui	11,03
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2021	14,7	0,7	4,6%	0,4	oui	11,53
13 décembre 2017	14 mars 2021	14 mars 2021	14,7	0,7	4,6%	0,5	non	12,58
13 décembre 2017	14 mars 2022	14 mars 2022	14,7	0,7	4,6%	0,4	oui	10,88
<b>Juste valeur moyenne pondérée du plan du 13 décembre 2017</b>								<b>11,64</b>

## 22.2.3 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. Les réductions de volume opérées en 2017 au titre de la non atteinte de conditions de performance ont concerné le plan d'actions de performance de décembre 2013. Il en a résulté un produit de 1 million d'euros.

## 22.2.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2017 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. 2017	31 déc. 2016
Plans d'actions gratuites	-	5
Plans d'actions de performance	36	31
<i>Dont charge de la période</i>	37	31
<i>Dont reprise pour non atteinte de conditions de performance</i>	(1)	
<b>TOTAL</b>	<b>36</b>	<b>36</b>

## NOTE 23 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 24 «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.

### 23.1 Relations avec l'État français et les sociétés participations de l'État français

#### 23.1.1 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. Le 5 septembre 2017, l'État a de nouveau cédé 4,1% du capital d'ENGIE via un placement institutionnel accéléré, tout en cédant de manière concomitante à ENGIE une fraction de 0,46% de son capital. À l'issue de ces différentes opérations, l'État détient désormais 24,10% du capital et 28,07% 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.

#### 23.1.2 Relations avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1<sup>er</sup> 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 1<sup>er</sup> janvier 2007 et au 1<sup>er</sup> janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

## 23.2 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 24 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les rémunérations des dirigeants présentées ci-après comprennent les rémunérations des membres du Comité Exécutif et des administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 12 membres au 31 décembre 2017 (12 membres au 31 décembre 2016).

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Avantages à court terme	17	18
Avantages postérieurs à l'emploi	8	6
Paielements fondés sur des actions	6	5
Indemnités de fin de contrat	-	11
<b>TOTAL</b>	<b>31</b>	<b>40</b>

## NOTE 25 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, STOCKS, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

### 25.1 Composition de la variation du besoin en fonds de roulement

<i>En millions d'euros</i>	Variation du BFR au 31 déc. 2017	Variation du BFR au 31 déc. 2016 <sup>(1)</sup>
Stocks	(542)	502
Clients et autres débiteurs	521	(732)
Fournisseurs et autres créanciers	132	709
Créances, dettes fiscales (hors IS) et sociales	101	219
Appels de marge et instruments financiers dérivés sur matières premières afférents aux activités de trading	878	1 077
Autres	161	66
<b>TOTAL</b>	<b>1 251</b>	<b>1 842</b>

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2016 ont été retraitées du fait du classement en d'ENGIE E&P International en «Activités non poursuivies» en date du 11 mai 2017 (cf. Note 30 «Retraitement de l'information comparative»).

### 25.2 Stocks

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Stocks de gaz naturel, nets	1 423	1 169
Stocks d'uranium	575	581
Quotas de CO2, certificats verts et d'économie d'énergie, nets	650	384
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	1 507	1 522
<b>TOTAL</b>	<b>4 155</b>	<b>3 656</b>

### 25.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (8 492 millions d'euros) et les autres actifs non courants (567 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales. Les autres actifs non courants comprennent par ailleurs une créance de 75 millions d'euros au 31 décembre 2017 (69 millions d'euros au 31 décembre 2016) vis-à-vis d'EDF Belgium au titre des provisions nucléaires.

Les autres passifs courants (14 756 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 009 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

## NOTE 26 CONTENTIEUX ET ENQUÊTES

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Le montant des provisions pour litiges au 31 décembre 2017 s'élève à 753 millions d'euros contre 1 133 millions d'euros au 31 décembre 2016.

Les principaux contentieux et enquêtes présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de contentieux et d'enquêtes, devant des juridictions étatiques, des tribunaux arbitraux ou des autorités de régulation. Les contentieux et enquêtes pouvant avoir un impact significatif sur le Groupe sont présentés ci-après.

### 26.1 Amérique Latine

#### 26.1.1 Concessions de Buenos Aires et Santa Fe

En 2003, ENGIE et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé devant le Centre international pour le règlement des différends relatifs aux investissements (CIRDI) deux arbitrages contre l'État argentin visant à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, sur base des traités bilatéraux de protection des investissements.

Le tribunal arbitral a condamné l'État argentin le 9 avril 2015 à verser 405 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires (dont 367 millions de dollars américains à ENGIE et ses filiales), et le 4 décembre 2015 à 211 millions de dollars américains au titre de la résiliation des contrats de concession de Santa Fe (ce montant initial ayant été porté à 225 millions de dollars américains après rectification par le CIRDI). L'État argentin a intenté un recours en nullité contre chacune de ces sentences. Par décision du 5 mai 2017, le recours contre la sentence dans l'affaire de Buenos Aires a été rejeté ; cette sentence est ainsi devenue définitive. Le recours dans l'affaire de Santa Fe est toujours pendant.

Pour rappel, ENGIE et SUEZ (anciennement SUEZ Environnement) ont – préalablement à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ des droits et obligations liés aux participations détenues par ENGIE dans Aguas Argentinas et Aguas Provinciales de Santa Fe.

#### 26.1.2 Projet de construction d'un terminal GNL en Uruguay

En 2013, GNLS SA, filiale commune de Marubeni et ENGIE, a été sélectionnée pour la construction d'un terminal GNL flottant en Uruguay. Le 20 novembre 2013, GNLS a confié le design et la construction du terminal à Construtora OAS SA. Suite à de nombreux dysfonctionnement et malfaçons, GNLS a résilié le contrat en mars 2015 et fait appel aux garanties. OAS a contesté la résiliation du contrat mais n'a pas entrepris d'action contre GNLS. OAS a fait faillite le 8 avril 2015. En septembre 2015, le projet a été terminé de commun accord entre GNLS et les autorités.

Le 24 mai 2017, OAS a appelé GNLS en conciliation devant les tribunaux uruguayens. La conciliation n'a pas abouti. OAS a alors menacé GNLS de lui réclamer des dommages et intérêts devant les juridictions uruguayennes. Le contrat prévoyant la résolution des différends par le biais d'un arbitrage sous l'égide de la Chambre de commerce internationale (CCI) et GNLS ayant souffert des dommages importants du fait de la résiliation du contrat, GNLS a déposé une requête d'arbitrage le 22 août 2017, réclamant un montant au principal de 373 millions de dollars américains. OAS a répliqué par une citation devant le tribunal de commerce de Montevideo, demandant pour sa part des dommages et intérêts à hauteur de 311 millions de dollars américains. Les deux procédures sont pendantes.

## 26.2 Benelux

### 26.2.1 Reprise et prolongation de l'exploitation des unités nucléaires

Différentes associations ont introduit des recours à l'encontre des lois et décisions administratives ayant permis l'extension de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et 2 et de Tihange 1, devant la Cour constitutionnelle (qui, le 22 juin 2017, a renvoyé l'affaire à la Cour de Justice de l'Union Européenne pour questions préjudicielles), le Conseil d'État et les tribunaux ordinaires. 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.

### 26.2.2 Swap de capacités nucléaires avec E.ON

E.ON, via sa filiale PreussenElektra GmbH a déposé le 26 novembre 2014, une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale contre Electrabel. E.ON réclamait (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, soit 100 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.ON soit 199 millions d'euros plus les intérêts. Electrabel a contesté ces réclamations et a notamment introduit les demandes reconventionnelles suivantes : (i) le paiement du montant total facturé par Electrabel pour la contribution nucléaire belge, soit 120 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la taxe nucléaire allemande payée par Electrabel, soit 189 millions d'euros plus les intérêts.

Le 7 juin 2017, la cour constitutionnelle allemande a déclaré la taxe nucléaire allemande illégale.

Le tribunal arbitral a rendu sa sentence définitive le 21 décembre 2017 ; tant Electrabel qu'E.ON se voient ordonnées de rembourser les quotes-parts respectives des taxes belge et allemande. Après compensation et prenant en compte les intérêts, E.ON a payé à Electrabel le solde restant dû de 27,9 millions d'euros.

### 26.2.3 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 2012 s'élève à 259 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.

## 26.3 France

### 26.3.1 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. En application de la convention du 4 avril 2017, l'ensemble des litiges impliquant SOPER, Jean-Michel Germa et le Groupe sont en cours de clôture.

### 26.3.2 Pratiques sur les marchés de la fourniture de gaz et d'électricité

Le 15 avril 2014, Direct Energie 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.

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 a été jointe avec celle initiée par Direct Energie.

Sur le fond, l'Autorité de la concurrence a entériné le 21 mars 2017 la transaction conclue par ENGIE, transaction qui ne constitue par ailleurs pas une reconnaissance de culpabilité. Le montant transactionnel de 100 millions d'euros a été payé par ENGIE. La décision de l'Autorité de la concurrence est définitive.

L'Autorité de la concurrence a communiqué le 26 octobre 2015 une nouvelle saisine de Direct Energie 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 Energie a contesté cette décision devant la Cour d'appel de Paris, qui le 28 juillet 2016 a débouté Direct Energie de sa demande. Sur le fond, des engagements ont été proposés par ENGIE et approuvés par l'Autorité de la concurrence dans sa décision définitive du 7 septembre 2017.

### 26.3.3 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 1<sup>er</sup> 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 saisi, le 10 juillet 2017, la Cour de Justice de l'Union européenne pour manquement de la France.

### 26.3.4 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. Le 19 juillet 2017, le Conseil d'État a annulé le décret du 16 mai 2013 considérant qu'il était contraire au droit européen. Toutefois, compte tenu du risque d'insécurité juridique lié à cette annulation sur la période d'application de ce décret (2013-2015), le Conseil d'État a décidé que les effets produits par ce décret sont définitifs et qu'ainsi les contrats concernés ne peuvent pas être remis en cause.

## 26.4 Europe (hors France et Benelux)

### 26.4.1 Espagne – Punica

Dans le cadre de l'affaire Punica (enquête portant sur une affaire d'attribution de marchés), douze collaborateurs de Cofely España ainsi que la société elle-même ont été mis en examen par le juge d'instruction en charge de l'affaire. L'instruction pénale est en cours ; il est prévu qu'elle soit clôturée au plus tard le 6 décembre 2018.

### 26.4.2 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. Par convention signée le 13 octobre 2017, ENGIE a initié la cession de ses activités de distribution de gaz à NKM, société hongroise détenue par l'État, et dont la finalisation est intervenue le 11 janvier 2018 (cf. Note 27 «Événements postérieurs à la clôture»). Le 21 novembre 2017, ENGIE et la Hongrie ont convenu, de mettre fin à l'arbitrage CIRDI dès le *closing* de la vente. L'arbitrage a pris officiellement fin le 23 février 2018.

### 26.4.3 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 a débuté le 26 octobre 2017.

## 26.5 Infrastructures Europe

### 26.5.1 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.

### 26.5.2 Commissionnement

Dans le cadre d'un différend opposant GRDF à des fournisseurs de gaz, la Cour d'appel de Paris dans un arrêt du 2 juin 2016, a (i) rappelé que le risque des impayés correspondant à la part «acheminement» du contrat avec le client final devait être supporté par le gestionnaire de réseau de distribution et non par le fournisseur de gaz, (ii) considéré que les prestations de gestion de clientèle, réalisées par le fournisseur pour le compte du gestionnaire de réseau de distribution, devaient être rémunérées de façon équitable et proportionnée au regard des coûts évités du gestionnaire de réseau de

distribution et (iii) enjoint à GRDF de mettre ses contrats d'acheminement en conformité avec ces principes. GRDF a déposé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'appel. La CRE a publié une délibération le 18 janvier 2018 pour fixer le niveau de la composante d'accès aux réseaux publics de distribution pour la gestion de clients en contrat unique à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018. Cette rémunération est donc prise en compte dans les coûts couverts par le tarif d'acheminement et donc *in fine* supportés par les utilisateurs. GRDF est par ailleurs en attente d'une décision du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) sur le différend l'opposant à Direct Energie sur le même sujet.

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. ENGIE pour prendre en compte cette décision, a engagé une action à l'encontre d'ENEDIS visant à obtenir le paiement de ces prestations de gestion de clientèle. ENGIE a également déposé un recours devant le Conseil d'État contre la délibération de la CRE du 26 octobre 2017 sur la rémunération des prestations de gestion clientèle en électricité pour obtenir son annulation uniquement pour la période antérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2018.

### 26.5.3 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. Le 18 février 2015, elle a cependant introduit, un recours en annulation de la sentence devant le 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 légitimement mettre en régie les travaux. Fosmax LNG a mis en demeure STS de lui rembourser la somme de 36 millions d'euros, correspondant à la partie de l'indemnité indûment payée; cette mise en demeure étant restée sans suite, Fosmax LNG a lancé une nouvelle procédure d'arbitrage CCI le 14 juin 2017.

## 26.6 Autres

### 26.6.1 Luxembourg – Procédure d'aide d'État

Le 19 septembre 2016, la Commission européenne a publié une décision d'ouverture de procédure d'enquête en matière d'aide d'État concernant deux décisions anticipatives confirmatoires conclues avec l'État luxembourgeois, émises en 2008 et 2010, visant deux types de transactions similaires entre plusieurs filiales luxembourgeoises du Groupe. Tant le Luxembourg qu'ENGIE contestent cette décision d'ouverture et dialoguent avec la Commission pour faire valoir leurs arguments, dans le cadre de l'enquête approfondie qu'elle mène en vue de formuler une décision finale.

### 26.6.2 Royaume-Uni – Procédure d'aide d'État à Gibraltar

La Commission européenne a publié, le 7 octobre 2016, une décision d'ouverture de procédure d'aide d'État contre le Royaume-Uni relative au régime fiscal de Gibraltar. La décision vise le régime et la pratique des rescrits de Gibraltar et mentionne 165 rescrits dont l'obtention pourrait constituer une aide d'État. Un des rescrits a été obtenu par une filiale d'International Power Ltd en 2011 dans le cadre du démantèlement d'une structure localisée à Gibraltar. ENGIE a contesté cette décision le 25 novembre 2016, dans l'attente de la décision finale de la Commission.

## NOTE 27 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

### Cession des activités de distribution de gaz en Hongrie

Le 11 janvier 2018, suite à l'aboutissement des négociations entamées au second semestre 2015 avec l'État hongrois, le Groupe a finalisé la cession à Nemzeti Közművek Zártkörűen Működő Részvénytársaság (NKM) - société hongroise détenue par l'État - de la totalité de sa participation dans sa filiale de distribution de gaz en Hongrie Égaz-Dégaz. Cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 0,1 milliard d'euros.

### Cession de la centrale à charbon de Loy Yang B (Australie)

Le 15 janvier 2018, le Groupe a finalisé la cession de la centrale de production d'électricité au charbon de Loy Yang B, en Australie (cf. Note 4.1.3). Le Groupe a reçu un paiement de 0,7 milliard de dollars australiens (soit 0,5 milliard d'euros) correspondant au prix de cession de 100% des parts dans Loy Yang B, montant sur lequel une quote-part de 30% a été reversée à Mitsui sous forme de dividendes.

Le résultat de cession correspond pour l'essentiel au recyclage en compte de résultat des éléments comptabilisés en résultat global sur ce périmètre (écarts de conversion et couvertures d'investissement net, de l'ordre de 0,1 milliard d'euros). Cette transaction se traduit également par une diminution de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 0,6 milliard d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 0,3 milliard d'euros de Loy Yang B suite au classement en «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2017, majoré du paiement de 0,3 milliard d'euros reçu au titre de la quote-part de 70% cédée).

### Cession des activités d'exploration-production

Le 15 février 2018, le Groupe a finalisé la cession à Neptune Energy de sa participation de 70% dans EPI (cf. Note 4.1.1). Le Groupe a reçu à cette date un paiement de 1,1 milliard de dollars américains (soit 1,0 milliard d'euros) correspondant au prix de cession de l'intégralité de ses parts.

Les effets conjugués de cette transaction et de la génération de trésorerie par ces activités d'exploration-production depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018 se traduisent par une réduction de l'endettement net du Groupe de l'ordre de 1,9 milliard d'euros, hors prise en compte de paiements complémentaires à percevoir ultérieurement.

A l'issue de cette transaction, le Groupe conserve une participation résiduelle de 46% dans l'entité ENGIE E&P Touat B.V., société détenant un intérêt de 65% dans le champ gazier en développement de Touat, en Algérie. Cette participation de 46% est dorénavant comptabilisée selon la méthode de la mise en équivalence.

### Délibération de la Commission de Régulation de l'Energie sur les paramètres de régulation du stockage de gaz naturel en France

Le 22 février 2018, la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a publié une délibération fixant pour une durée de 2 ans les paramètres de la régulation des activités de stockage de gaz naturel en France. Cette délibération fait suite à la publication au journal officiel, le 31 décembre 2017, de la Loi sur la fin de la recherche et de l'exploitation des hydrocarbures, qui prévoyait en son article 12 la mise en place de la régulation de ces activités. Les incidences de cette délibération sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2017 sont décrites en Note 8.2 «Pertes de valeur sur goodwill de l'UGT Storengy».

## NOTE 28 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.

En millions d'euros	Deloitte			EY			Total
	Deloitte & Associés	Réseau	Total	EY & Autres	Réseau	Total	
<b>Certification des comptes individuels et consolidés et examen limité</b>	<b>5,2</b>	<b>8,2</b>	<b>13,3</b>	<b>6,0</b>	<b>4,3</b>	<b>10,4</b>	<b>23,7</b>
ENGIE SA	2,3	-	2,3	2,9	-	2,9	5,3
Entités contrôlées	2,8	8,2	11,0	3,1	4,3	7,4	18,5
<b>Services autres que la certification des comptes</b>	<b>0,7</b>	<b>2,1</b>	<b>2,8</b>	<b>1,3</b>	<b>2,0</b>	<b>3,3</b>	<b>6,1</b>
<b>ENGIE SA</b>	<b>0,6</b>	<b>-</b>	<b>0,6</b>	<b>1,1</b>	<b>0,1</b>	<b>1,2</b>	<b>1,7</b>
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	<i>0,4</i>	<i>-</i>	<i>0,4</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>	<i>0,7</i>
<i>Dont autres missions d'audit</i>	<i>0,2</i>	<i>-</i>	<i>0,2</i>	<i>0,8</i>	<i>-</i>	<i>0,8</i>	<i>1,0</i>
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Dont services de due diligence</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Dont missions fiscales</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>
<b>Entités contrôlées</b>	<b>0,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,3</b>	<b>0,1</b>	<b>1,9</b>	<b>2,1</b>	<b>4,4</b>
<i>Dont services requis par des textes légaux et réglementaires</i>	<i>-</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,2</i>	<i>0,2</i>	<i>0,4</i>
<i>Dont autres missions d'audit</i>	<i>0,2</i>	<i>0,6</i>	<i>0,8</i>	<i>0,1</i>	<i>0,5</i>	<i>0,6</i>	<i>1,4</i>
<i>Dont missions de revue de contrôle interne</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>
<i>Dont services de due diligence</i>	<i>-</i>	<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>-</i>	<i>0,3</i>	<i>0,3</i>	<i>0,8</i>
<i>Dont missions fiscales</i>	<i>-</i>	<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>-</i>	<i>1,0</i>	<i>1,0</i>	<i>1,5</i>
<b>Total</b>	<b>5,9</b>	<b>10,3</b>	<b>16,2</b>	<b>7,3</b>	<b>6,3</b>	<b>13,6</b>	<b>29,8</b>

## NOTE 29 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.

## NOTE 30 RETRAITEMENT DE L'INFORMATION COMPARATIVE

Le 11 mai 2017, le Groupe est entré en négociation exclusive avec Neptune Energy pour la vente de l'intégralité de sa participation de 70% dans ENGIE E&P International (EPI), filiale regroupant l'ensemble des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers du Groupe (cf. Note 4 «Principales variations de périmètre»).

En application d'IFRS 5, EPI est présenté dans le compte de résultat, l'état du résultat global et l'état de flux de trésorerie du Groupe comme une «activité non poursuivie». Sa contribution à chaque ligne de l'état de situation financière au 31 décembre 2017 est regroupée sur les lignes «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente».

Les états financiers publiés au 31 décembre 2016 ont été retraités comme suit :

### 30.1 Compte de résultat au 31 décembre 2016

En millions d'euros	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
Chiffre d'affaires	66 639	(1 799)	64 840
Achats	(36 688)	68	(36 620)
Charges de personnel	(10 231)	235	(9 996)
Amortissements, dépréciations et provisions	(4 869)	646	(4 223)
Autres charges opérationnelles	(10 841)	434	(10 407)
Autres produits opérationnels	1 399	(108)	1 291
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT</b>	<b>5 408</b>	<b>(524)</b>	<b>4 884</b>
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	764	(12)	752
<b>RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE</b>	<b>6 172</b>	<b>(536)</b>	<b>5 636</b>
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	1 254	25	1 279
Pertes de valeur	(4 192)	157	(4 035)
Restructurations	(476)	25	(450)
Effets de périmètre	544	-	544
Autres éléments non récurrents	(850)	-	(850)
<b>RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>2 452</b>	<b>(328)</b>	<b>2 124</b>
Charges financières	(2 245)	34	(2 210)
Produits financiers	865	24	889
<b>RÉSULTAT FINANCIER</b>	<b>(1 380)</b>	<b>58</b>	<b>(1 321)</b>
Impôt sur les bénéfices	(909)	428	(481)
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>163</b>	<b>158</b>	<b>322</b>
<b>RÉSULTAT NET DES ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	<b>-</b>	<b>(158)</b>	<b>(158)</b>
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>163</b>	<b>-</b>	<b>163</b>
<b>Résultat net part du Groupe</b>	<b>(415)</b>	<b>-</b>	<b>(415)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe</i>	<i>(415)</i>	<i>111</i>	<i>(304)</i>
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe</i>	<i>-</i>	<i>(111)</i>	<i>(111)</i>
<b>Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle</b>	<b>579</b>	<b>-</b>	<b>579</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>579</i>	<i>47</i>	<i>626</i>
<i>dont résultat net des activités non poursuivies attribuable aux participations ne donnant pas le contrôle</i>	<i>-</i>	<i>(47)</i>	<i>(47)</i>
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,00)</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action</i>	<i>(0,23)</i>	<i>0,05</i>	<i>(0,19)</i>
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action</i>	<i>-</i>	<i>(0,05)</i>	<i>(0,05)</i>
<b>RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)</b>	<b>(0,23)</b>	<b>(0,00)</b>	<b>(0,23)</b>
<i>dont résultat net des activités poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	<i>(0,23)</i>	<i>0,05</i>	<i>(0,19)</i>
<i>dont résultat net des activités non poursuivies, part du Groupe par action dilué</i>	<i>-</i>	<i>(0,05)</i>	<i>(0,05)</i>

## 30.2 État du résultat global au 31 décembre 2016

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
<b>RÉSULTAT NET</b>	<b>163</b>	-	<b>163</b>
Actifs financiers disponibles à la vente	146	-	146
Couverture d'investissement net	(86)	-	(86)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(250)	-	(250)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(641)	612	(30)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	386	(263)	123
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt	108	-	108
Écarts de conversion	474	(73)	402
Éléments recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	(276)	(276)
<b>TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES</b>	<b>137</b>	-	<b>137</b>
Pertes et gains actuariels	(670)	(8)	(677)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	47	5	52
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt	(50)	-	(50)
Éléments non-recyclables relatifs aux activités non poursuivies, nets d'impôts	-	3	3
<b>TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES</b>	<b>(672)</b>	-	<b>(672)</b>
<b>RÉSULTAT GLOBAL</b>	<b>(371)</b>	-	<b>(371)</b>
<i>dont part du Groupe</i>	(946)		(946)
<i>dont part des participations ne donnant pas le contrôle</i>	575		575

## 30.3 État de flux de trésorerie au 31 décembre 2016

En millions d'euros	31 déc. 2016 publié	Ajustements IFRS 5	31 déc. 2016 retraité
<b>RESULTAT NET</b>	<b>163</b>	-	<b>163</b>
- Résultat net des activités non poursuivies	-	(158)	(158)
<b>RESULTAT NET DES ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>163</b>	<b>158</b>	<b>322</b>
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	(764)	12	(752)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence	469	(12)	457
- Dotations nettes aux provisions, amortissements et dépréciations	9 995	(743)	9 252
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(676)	(48)	(724)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1 254)	(25)	(1 279)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	41	(1)	40
- Charge d'impôt	909	(428)	481
- Résultat financier	1 380	(58)	1 321
<b>Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt</b>	<b>10 263</b>	<b>(1 146)</b>	<b>9 117</b>
+ Impôt décaissé	(1 459)	562	(896)
<b>Variation du besoin en fonds de roulement</b>	<b>1 369</b>	<b>473</b>	<b>1 842</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>10 174</b>	<b>(111)</b>	<b>10 063</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	-	111	111
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES</b>	<b>10 174</b>	-	<b>10 174</b>
Investissements corporels et incorporels	(6 230)	940	(5 290)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(411)	-	(411)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	(208)	-	(208)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(391)	-	(391)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	202	(50)	153
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	983	-	983
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	1 457	-	1 457
Cessions de titres disponibles à la vente	768	-	767
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	-	12	12
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	145	(3)	142
Variation des prêts et créances émis par le Groupe et autres	30	-	30
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>(3 655)</b>	<b>899</b>	<b>(2 756)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	-	(899)	(899)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT</b>	<b>(3 655)</b>	-	<b>(3 655)</b>
Dividendes payés	(3 155)	-	(3 155)
Remboursement de dettes financières	(4 760)	8	(4 752)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(257)	-	(257)
Intérêts financiers versés	(799)	(18)	(817)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	137	-	137
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts	(236)	-	(236)
Augmentation des dettes financières	2 994	(91)	2 904
Augmentation/diminution de capital	78	(87)	(9)
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée	-	-	-
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(11)	-	(11)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(26)	-	(26)
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS POURSUIVIES</b>	<b>(6 034)</b>	<b>(188)</b>	<b>(6 222)</b>
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT LIÉES AUX ACTIVITÉS NON POURSUIVIES</b>	-	188	188
<b>FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT</b>	<b>(6 034)</b>	-	<b>(6 034)</b>
Effet des variations de change et divers des activités poursuivies	157	12	169
Effet des variations de change et divers des activités non poursuivies	-	(12)	(12)
<b>TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE</b>	<b>642</b>	-	<b>642</b>
Reclassement de la trésorerie et équivalents de trésorerie des activités non poursuivies	-	-	-
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A L'OUVERTURE</b>	<b>9 183</b>	-	<b>9 183</b>
<b>TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE A LA CLÔTURE</b>	<b>9 825</b>	-	<b>9 825</b>





Société anonyme au capital de 2 435 285 011 euros  
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain  
92400 Courbevoie - France  
Tél : +33 (1) 44 22 00 00  
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE  
TVA FR 13 542 107 651

[engie.com](http://engie.com)

