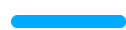


RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL 2015



Profil d'ENGIE

ENGIE inscrit la croissance responsable au cœur de ses métiers (électricité, gaz naturel, services à l'énergie) pour relever les grands enjeux de la transition énergétique vers une économie sobre en carbone : l'accès à une énergie durable, l'atténuation et l'adaptation au changement climatique, la sécurité d'approvisionnement et l'utilisation raisonnée des ressources.

Le Groupe développe des solutions performantes et innovantes pour les particuliers, les villes et les entreprises en s'appuyant notamment sur son expertise dans quatre secteurs clés : les énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, le gaz naturel liquéfié et les technologies numériques.

ENGIE compte 152 900 collaborateurs dans le monde pour un chiffre d'affaires en 2014 de 74,7 milliards d'euros. Côté à Paris et Bruxelles (GSZ), le Groupe est représenté dans les principaux indices internationaux : CAC 40, BEL 20, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe et Euronext Vigeo (World 120, Eurozone 120, Europe 120 et France 20).

Chiffres clés au 31 décembre 2014

152 900 collaborateurs dans le monde

- dont **58 200** dans l'électricité et le gaz naturel,
- et **94 700** dans les services à l'énergie.

74,7 milliards d'euros de chiffre d'affaires en 2014.

Des activités dans **70** pays.

6-7 milliards d'euros d'investissements nets par an sur la période 2014-2016.

900 chercheurs et experts dans **11** centres de R&D.

SOMMAIRE

	Pages
01 RAPPORT D'ACTIVITÉ	5
1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations	8
2 Évolution des activités du Groupe	10
3 Autres éléments du compte de résultat	18
4 Évolution de l'endettement net	19
5 Autres postes de l'état de situation financière	21
6 Transactions avec des parties liées	22
7 Description des principaux risques et incertitudes pour les 6 mois restants	22
8 Perspectives	22
02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS	23
Compte de résultat	24
État du résultat global	25
État de situation financière	26
État des variations des capitaux propres	28
État des flux de trésorerie	30
03 NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS	31
NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables	33
NOTE 2 Information sectorielle	37
NOTE 3 Compte de résultat	42
NOTE 4 Goodwills et immobilisations	50
NOTE 5 Instruments financiers	51
NOTE 6 Risques liés aux instruments financiers	55
NOTE 7 Litiges et concurrence	58
NOTE 8 Transactions avec des parties liées	60
NOTE 9 Événements postérieurs à la clôture	60
04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL	61
05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE	65

01 RAPPORT D'ACTIVITÉ

	Pages
1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations	8
2 Évolution des activités du Groupe	10
3 Autres éléments du compte de résultat	18
4 Évolution de l'endettement net	19
5 Autres postes de l'état de situation financière	21
6 Transactions avec des parties liées	22
7 Description des principaux risques et incertitudes pour les 6 mois restants	22
8 Perspectives	22

Les données 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3 des notes aux comptes consolidés condensés semestriels). Les données comparatives au 30 juin 2014 intègrent également les incidences de la comptabilisation de la coentreprise Tirreno Power selon la méthode de la mise en équivalence suite à la finalisation de l'analyse IFRS 11 de cette entité au cours du second semestre 2014. Tirreno Power était comptabilisée en tant qu'activité conjointe dans les états financiers consolidés condensés publiés au 30 juin 2014.

Le **chiffre d'affaires** de 38,5 milliards d'euros est en décroissance brute de -1,9% par rapport au 30 juin 2014 et en décroissance organique de -5,4%. Ce recul s'explique notamment par la baisse des prix des commodités, par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1 en Belgique, que compensent partiellement l'appréciation du dollar face à l'euro et un climat plus favorable en France, le premier semestre 2014 ayant été particulièrement chaud.

L'**EBITDA** s'élève à 6,1 milliards d'euros, en recul de -4,8% en brut et de -8,4% en organique. Comme le chiffre d'affaires, l'EBITDA du premier semestre est pénalisé par l'impact de la baisse des prix des commodités, la contraction des activités GNL et par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1, en partie compensés par un effet change favorable, l'impact positif de la température en France, les mises en service des nouveaux actifs et la poursuite des actions de performance sur les coûts.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est en décroissance brute de -13,4% et organique de -17,3% pour atteindre 3,6 milliards d'euros. L'impact de la diminution de l'EBITDA est accru du fait de dotations aux amortissements plus élevées, en raison notamment des mises en service de l'exploration-production début 2014.

Le **résultat net part du Groupe** s'élève à 1,1 milliard d'euros, en diminution de -1,4 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2014 qui bénéficiait des gains de réévaluation liés à la prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT) et la perte d'influence notable dans les intercommunales wallonnes. Le premier semestre 2015 est par ailleurs pénalisé par des pertes de valeur pour un montant de 0,7 milliard d'euros.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 1,8 milliard d'euros, est en diminution de -0,2 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2014. La baisse du résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence est partiellement compensée par une charge d'impôt récurrent moins élevée.

Le **cash flow des opérations** (*Cash Flow From Operations*) s'élève à 6,0 milliards d'euros, en hausse de 0,4 milliard d'euros par rapport au 30 juin 2014. Cette amélioration s'explique essentiellement par la variation du BFR, liée notamment à l'amélioration de la variation du BFR du *trading* après la chute des prix des commodités survenue en fin d'année 2014, et par de moindres décaissements d'intérêts en lien avec la baisse du coût moyen de la dette, que compense partiellement le recul de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO).

La **dette nette** s'établit à 26,8 milliards d'euros à fin juin 2015 et diminue de -0,7 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (5,9 milliards d'euros) et de la variation du BFR (1,2 milliard d'euros), (ii) diminué des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (2,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,2 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,3 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux principales devises (0,6 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (0,7 milliard d'euros) et aux flux d'instruments dérivés non compris dans l'endettement net.

1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	38 520	39 284	-1,9%	-5,4%
EBITDA	6 122	6 430	-4,8%	-8,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(2 508)	(2 256)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 614	4 174	-13,4%	-17,3%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe ENGIE au 30 juin 2015 s'établit à 38,5 milliards d'euros, en baisse de -1,9% par rapport au 30 juin 2014. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en décroissance organique de -5,4%.

Les effets de périmètre ont un impact net positif de +93 millions d'euros, provenant essentiellement des acquisitions réalisées par la branche Énergie Services en 2014 (+255 millions d'euros), notamment l'acquisition d'Ecova aux États-Unis, de Lend Lease FM au Royaume-Uni, de Keppel FMO à Singapour et de Lahmeyer en Allemagne, ainsi que de la consolidation en intégration globale de GTT au sein de la branche Global Gaz & GNL fin février 2014 (+35 millions d'euros). Les impacts de ces acquisitions sont partiellement compensés par les diminutions de chiffre d'affaires liées à des cessions et déconsolidations d'activités qui ont eu lieu en 2014 également, essentiellement réalisées par la branche Énergie Europe (-43 millions d'euros) et par la branche Energy International en Amérique Centrale (-121 millions d'euros).

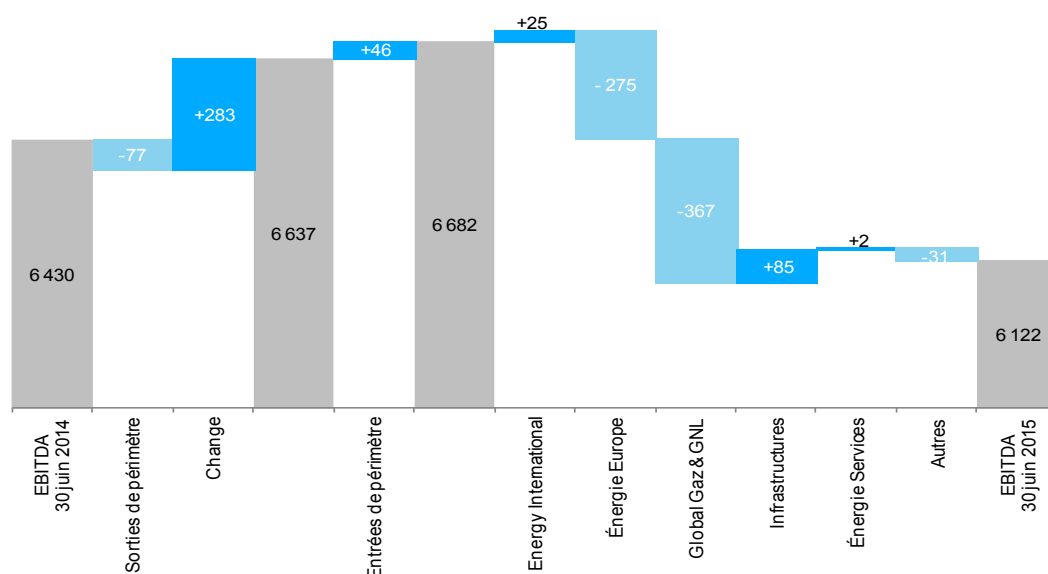
Les effets de change impactent positivement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de +1 304 millions d'euros et reflètent principalement la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en croissance dans les branches Infrastructures et Énergie Services, en léger recul dans les branches Energy International et Énergie Europe et en recul significatif dans la branche Global Gaz & GNL.

L'**EBITDA** diminue de -4,8% pour s'établir à 6,1 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de -8,4%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les sorties de périmètre ont un impact négatif de -77 millions d'euros, et proviennent principalement des activités de production d'électricité déconsolidées en France et en Italie et de cessions d'actifs dans les activités d'exploration-production. A contrario, les entrées de périmètre s'élèvent à +46 millions d'euros et proviennent essentiellement des acquisitions dans la branche Énergie Services et de la consolidation en intégration globale de GTT depuis son introduction en bourse fin février 2014.

Les impacts de change s'élèvent à +283 millions d'euros, essentiellement du fait de la dépréciation de l'euro vis-à-vis du dollar américain, de la livre sterling et du baht thaïlandais.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à -561 millions d'euros (-8,4%) et affiche une décroissance de -800 millions d'euros (-11,7%) une fois retraitée des effets de la température en France. Au-delà des effets positifs de Perform 2015 et du plan de réaction rapide dans chacune des branches, cette évolution s'explique comme suit :

- l'EBITDA de la branche Energy International s'établit à 1 876 millions d'euros et affiche une croissance organique de +1,4%. Cette évolution reflète l'amélioration des performances de la branche, en particulier au Brésil grâce à une augmentation des prix de vente ainsi qu'à la mise en service progressive des unités de Jirau et ce malgré le maintien de conditions hydrologiques très défavorables, mais aussi au Pérou et au Moyen-Orient notamment. La contraction des résultats des activités de génération *merchant* du fait principalement de la baisse des prix ne compense que partiellement ces hausses ;
- pour la branche Énergie Europe, l'EBITDA s'établit à 1 124 millions d'euros, en décroissance organique de -19,7%, du fait principal de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et de l'arrêt de Doel 1, la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et l'impact défavorable de la baisse des prix du gaz en Asie sur les ventes de GNL ;
- la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 781 millions d'euros, en décroissance organique de -32,4%, reflétant l'impact de la chute des prix du pétrole et du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie et une moindre activité GNL du fait notamment de l'interruption des approvisionnements à partir du Yémen depuis le mois d'avril 2015. Ces effets sont partiellement compensés par une hausse de la production des activités d'exploration-production du fait des mises en service réalisées au cours de l'année 2014 ;
- l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 1 867 millions d'euros, est en croissance organique de +4,8% par rapport au 30 juin 2014, en raison de températures plus froides en 2015 et des hausses tarifaires des entités régulées, compensées partiellement par la baisse des revenus de transport et de stockage liés aux prestations de JTS (*Joint Transport Storage*) ;
- la branche Énergie Services enregistre un EBITDA de 571 millions d'euros en croissance organique de +0,4%.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 3,6 milliards d'euros, en décroissance organique de -17,3% par rapport à l'année dernière. Cet agrégat connaît des évolutions par branche comparables à celles de l'EBITDA mais est impacté négativement par l'augmentation des dotations aux amortissements associée notamment à la hausse de la production dans l'exploration-production, et à la consolidation par intégration globale de GTT par la branche Global Gaz & GNL.

2 ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

2.1 BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL

30 juin 2015						
En millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie-Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique
Chiffre d'affaires	7 561	1 980	1 375	2 233	1 577	397
EBITDA	1 876	776	432	367	172	193
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(538)	(182)	(131)	(164)	(51)	(8)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 338	594	302	204	121	186

(1) La branche Energy International comprend aussi une fonction «Siège», dont les coûts ne sont pas détaillés dans le tableau ci-dessus.

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energy International atteint 7 561 millions d'euros, en hausse brute de +10,2% et en baisse organique de -2,1%. Ces mouvements reflètent d'une part l'impact des effets de périmètre (-127 millions d'euros) et l'évolution des taux de change (+987 millions d'euros, essentiellement imputables au dollar américain, mais également à la livre sterling et au baht thaïlandais), et d'autre part une baisse organique limitée. Celle-ci résulte principalement de la baisse des prix et des volumes sur les marchés *merchant*, compensée par une progression de l'activité de commercialisation aux États-Unis et en Australie. La mise en service d'actifs en Amérique latine, en Amérique du Nord et dans la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA) a contribué à atténuer partiellement la pression à la baisse.

L'**EBITDA** s'élève à 1 876 millions d'euros et enregistre une hausse brute de +10,3% (variation organique de +1,4%), après prise en compte de l'impact des effets de périmètre (-100 millions d'euros) et des fluctuations des taux de change (+249 millions d'euros). La variation organique reflète principalement l'amélioration de la performance au Brésil, au Pérou, au Moyen-Orient, et de l'activité de commercialisation aux États-Unis et en Australie. Cette évolution positive a toutefois été neutralisée par une performance en recul des activités de production électrique sur les marchés *merchant* (États-Unis, Australie et Royaume-Uni) et des activités GNL.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 1 338 millions d'euros, en hausse brute de +10,3% et en croissance organique de +1,7%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique latine est en hausse brute de +9,5% à 1 980 millions d'euros, et en augmentation organique de +9,7% : la cession de l'ensemble des actifs en Amérique centrale (réalisée en décembre 2014) a été compensée par un effet de change positif.

Au Brésil, la progression des ventes s'explique par une augmentation du prix moyen des ventes, notamment due à l'indexation sur l'inflation, et par la mise en service progressive du complexe hydroélectrique de Jirau. Le Pérou connaît une évolution positive grâce aux nouveaux contrats de vente d'électricité (PPA) conclus avec des clients régulés. Au Chili en revanche, l'activité enregistre un léger recul, principalement sous l'effet de la baisse des tarifs liée à l'indexation sur les prix des combustibles.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de +0,8 TWh et s'élèvent à 28,7 TWh tandis que les ventes de gaz sont en diminution de -0,6 TWh et s'établissent à 3,7 TWh.

L'EBITDA atteint 776 millions d'euros, enregistrant une hausse organique de +47,3%. Cette évolution s'explique principalement par :

- une meilleure performance au Brésil, malgré les conditions hydrologiques défavorables qui ont affecté l'ensemble du système. Pour Tractebel Energia, cette évolution tient à l'augmentation des prix moyens des contrats bilatéraux, liée essentiellement à l'inflation, associée à une baisse des achats d'énergie. En outre, les volumes vendus ont augmenté à l'issue de la mise en service progressive du complexe hydroélectrique de Jirau ;
- une évolution positive au Pérou, principalement due à une augmentation de la demande en énergie, notamment de la part des clients régulés, et à une baisse des coûts ; et

30 juin 2014

Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie-Pacifique	Amérique du Nord	Royaume-Uni - Turquie	Asie du Sud, Moyen-Orient, Afrique	Variation brute en %	Variation organique en %
6 861	1 809	1 383	1 852	1 516	301	+10,2%	-2,1%
1 702	490	431	498	198	132	+10,3%	+1,4%
(488)	(181)	(113)	(135)	(55)	(5)		
1 213	309	318	364	144	127	+10,3%	+1,7%

- des résultats positifs pour E-CL ; la baisse des tarifs liée à l'indexation des prix des combustibles a été plus que compensée par des coûts moins élevés en raison de la dépréciation de la monnaie locale.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 594 millions d'euros, en variation organique de +71,3% principalement grâce à la hausse de l'EBITDA.

Asie-Pacifique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie-Pacifique atteint 1 375 millions d'euros, en baisse brute de -0,6% et en repli organique de -13,8%, reflétant une diminution du chiffre d'affaires des centrales thermiques en Australie, en raison d'un recul des prix du marché principalement dû au retrait, le 1^{er} juillet 2014, de la taxe carbone, et d'une baisse de l'activité des producteurs indépendants d'électricité (IPP) en Thaïlande liée à des arrêts de maintenance programmés et à un niveau d'exploitation plus faible. Le recul du chiffre d'affaires des activités de production a été partiellement compensé par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Les ventes d'électricité accusent une légère baisse de -0,5 TWh et s'établissent à 20,6 TWh, l'augmentation des volumes en Australie (+1,2 TWh) étant plus que neutralisée par une diminution de -1,7 TWh en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel progressent de +0,6 TWh et s'élèvent à 1,8 TWh.

L'**EBITDA** atteint 432 millions d'euros, en hausse brute de +0,2% et en recul organique de -13,5%, principalement du fait d'une performance plus faible des centrales thermiques en Australie, qui ont été affectées par des conditions de marché défavorables et une disponibilité moins grande des centrales thaïlandaises du fait d'arrêts de production pour maintenance. Cette évolution a été partiellement compensée par une contribution plus importante des centrales thermiques en Indonésie et par la croissance de l'activité de commercialisation en Australie.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence**, à 302 millions d'euros, enregistre une variation organique de -19,0%, reflétant l'évolution de l'EBITDA.

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord atteint 2 233 millions d'euros, en hausse brute de +20,6% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar, et en baisse organique de -0,3%. Cette baisse organique s'explique par la hausse des ventes de GNL cet hiver et par la hausse des volumes de ventes aux clients finaux aux États-Unis, neutralisée par un recul des prix de production (flambée des prix en 2014 due aux restrictions sur le gaz durant les périodes hivernales particulièrement rigoureuses).

Les ventes d'électricité atteignent 34,0 TWh, en hausse de +4,3 TWh du fait de l'augmentation des volumes produits et de l'activité de commercialisation aux États-Unis.

Les ventes de gaz naturel hors Groupe atteignent 20,0 TWh, en hausse de +3,2 TWh en raison de l'augmentation des ventes de GNL à des tiers et de la mise en service du gazoduc de Mayakan au Mexique en avril 2015.

L'**EBITDA** atteint 367 millions d'euros, en variation organique de -25,7%. Cette évolution est due à une baisse de la marge moyenne globale par cargaison GNL, à une moins bonne performance des activités de production aux États-Unis comme indiqué plus haut (principalement due aux conditions hivernales particulièrement rigoureuses en 2014), et à l'impact d'éléments ponctuels positifs en 2014.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** atteint 204 millions d'euros, en variation organique de -38,4%, sous l'effet des variations de l'EBITDA précitées.

Royaume-Uni - Turquie

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni - Turquie atteint 1 577 millions d'euros, en croissance brute de +4,0% et en baisse organique de -8,0%, en raison d'un recul du volume des ventes issues des activités de production au Royaume-Uni, associé à une baisse des volumes et des prix de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni et ce malgré une augmentation des volumes de l'activité de commercialisation en Turquie.

Les ventes d'électricité s'établissent à 14,1 TWh, en baisse de -1,3 TWh, principalement du fait d'une diminution des volumes produits par les actifs thermiques au Royaume-Uni due à une contraction des *spreads*. Les ventes de gaz sont en augmentation de +2,5 TWh, à 21,5 TWh, en raison de volumes plus importants de l'activité de commercialisation en Turquie ; cette hausse est neutralisée par des volumes plus faibles de l'activité de commercialisation au Royaume-Uni.

L'**EBITDA** atteint 172 millions d'euros, en variation organique de -20,5%. La détérioration de la performance des installations de production au Royaume-Uni s'explique par une contraction des *spreads*, conjuguée à l'impact d'éléments ponctuels positifs en 2014 pour l'activité de commercialisation au Royaume-Uni et pour Teesside.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 121 millions d'euros, en décroissance organique de -23,4%, principalement en raison du recul de l'EBITDA, légèrement compensé par une baisse des amortissements due à la comptabilisation de pertes de valeur sur actifs en décembre 2014.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique (SAMEA) s'établit à 397 millions d'euros, en croissance brute de +32,0% du fait de l'affaiblissement de l'euro face au dollar, et en variation organique de +7,9%. Cette croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'Uch II (Pakistan, 375 MW) en avril 2014.

Les ventes d'électricité s'établissent à 4,1 TWh, en légère hausse par rapport à l'année dernière, principalement en raison de la mise en service d'Uch II en avril 2014 et de l'augmentation des volumes de production de Meenakshi Phase I (Inde).

L'**EBITDA** atteint 193 millions d'euros, en variation organique de +19,3%. Cette hausse provient principalement de la mise en service d'Uch II et de Tarfaya, de la meilleure performance de Meenakshi Phase I, ainsi que de l'impact d'éléments ponctuels positifs au premier semestre de l'année 2015.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 186 millions d'euros, en variation organique de +18,7%. Cette hausse s'explique par les mêmes facteurs que celle de l'EBITDA.

2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE

En millions d'euros	30 juin 2015			30 juin 2014			Variation brute en %	Variation organique en %
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe		
Chiffre d'affaires	19 163	16 378	2 781	20 131	17 506	2 625	-4,8%	-4,7%
EBITDA	1 124	1 149	85	1 437	1 269	251	-21,8%	-19,7%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(515)	(408)	(103)	(531)	(439)	(93)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRES QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	609	741	(18)	905	830	158	-32,7%	-29,9%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

Volumes vendus par la branche

En TWh	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz	368,4	313,1	+17,7%
Ventes d'électricité	82,6	85,5	-3,4%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Europe s'établit à 19 163 millions d'euros, en recul de -4,8% en brut et de -4,7% en organique. Cette baisse s'explique principalement par la mise à l'arrêt de trois centrales nucléaires en Belgique, Doel 3, Tihange 2 à partir du 26 mars 2014 et Doel 1 à partir du 15 février 2015 après 40 ans d'exploitation, par la baisse des prix moyens de vente, malgré l'impact positif du climat sur les ventes de gaz (le premier semestre de l'année 2015 ayant été légèrement froid alors que 2014 avait été particulièrement chaud). Les ventes de gaz atteignent 368 TWh dont 28 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 83 TWh. A fin juin 2015, la branche sert près de 13,6 millions de clients en gaz et près de 5,9 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la branche s'élève à 1 124 millions d'euros, en baisse de -21,8% en brut et de -19,7% en organique. Le premier semestre 2015 a été pénalisé par l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1, la baisse des prix moyens de vente sur les marchés de l'électricité et l'impact défavorable de la baisse des prix du gaz en Asie sur les ventes de GNL. Ces effets sont en partie compensés par des conditions de température favorables sur les ventes de gaz en France et par l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** est également en baisse, reflétant l'évolution défavorable de l'EBITDA malgré la baisse des dotations aux amortissements.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 16 378 millions d'euros, en baisse de -6,4% en brut.

L'**EBITDA** de CWE recule de -9,4% en brut à 1 149 millions d'euros, principalement du fait de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1 et de la baisse du prix moyen de vente de l'électricité, partiellement compensées par l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du Groupe et par un effet température favorable en France.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la même évolution défavorable que l'EBITDA.

CWE FRANCE

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	7 355	7 764	-5,3%	-3,8%
EBITDA	605	521	+16,2%	+32,3%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(169)	(170)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRES QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	436	351	+24,2%	+43,8%

Volumes vendus par le pays

En TWh	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	109,9	119,2	-7,8%
Ventes d'électricité	25,8	26,4	-2,3%

(1) Données contributives branche.

Correction température France

En TWh	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	3,0	(10,8)	+13,8

A fin juin 2015, le **chiffre d'affaires** contributif de la France s'établit à 7 355 millions d'euros, en baisse brute de -5,3% et de -3,8% en organique, principalement du fait d'un effet volume et d'un effet prix négatifs sur les ventes de gaz et ce, malgré l'impact positif de la différence de température entre 2014 et 2015 et le développement des ventes d'électricité aux clients finaux.

Les ventes de gaz naturel baissent de -9,3 TWh, malgré un premier semestre plutôt froid sur 2015 (+3 TWh) alors qu'il avait fait très chaud en 2014 (-10,8 TWh), à la suite de la perte de clients liée à la pression concurrentielle et à la fin des tarifs réglementés sur le segment B2B. ENGIE maintient une part de marché d'environ 79% sur le marché des particuliers et d'environ 34% sur le marché d'affaires.

Les ventes d'électricité, pénalisées par le transfert des droits de tirages nucléaires (Chooz B/Tricastin) à CWE Benelux, baissent de -0,7 TWh malgré la croissance des ventes aux clients finaux.

L'**EBITDA** s'établit à 605 millions d'euros en croissance brute de +16,2% grâce à l'impact positif de la température (+138 millions d'euros) et des efforts de performance sur les coûts, et ce malgré la baisse des volumes vendus et l'effet de transfert vers Benelux des droits de tirages nucléaires (-73 millions d'euros).

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la même évolution que l'EBITDA.

CWE BENELUX – ALLEMAGNE

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	5 031	5 362	-6,2%	-7,9%
EBITDA	194	455	-57,4%	-63,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(223)	(240)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRES QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(29)	215	NA	NA

Le **chiffre d'affaires** de Benelux - Allemagne s'établit à 5 031 millions d'euros, en retrait de -6,2% (et de -7,9% en organique) par rapport au premier semestre 2014. Les volumes de ventes d'électricité et de gaz sont en baisse sous l'effet du tassement des ventes, de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 et l'arrêt de Doel 1 compensés partiellement par le transfert de CWE France des droits de tirages nucléaires sur Chooz B et Tricastin.

En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité sont en baisse (-6,3 TWh), principalement en raison de la baisse des ventes sur les marchés. La part de marché en Belgique sur le marché des particuliers reste stable autour de 48%. Aux Pays-Bas et en Allemagne, les ventes d'électricité sont en hausse (respectivement +0,7 TWh et +0,3 TWh).

Les ventes de gaz naturel sont en baisse en Benelux – Allemagne (-5,8 TWh, -11%), du fait de moindres ventes sur les marchés et de la baisse des ventes sur le segment des grands comptes. Sur le marché des particuliers en Belgique, la part de marché se stabilise autour de 44%.

L'**EBITDA** de Benelux - Allemagne s'établit à 194 millions d'euros, en retrait de -57,4% et de -63,4% en organique du fait de l'indisponibilité des trois centrales nucléaires, de la baisse des prix moyens de vente de l'électricité et de la baisse des volumes de vente de gaz naturel.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la baisse de l'EBITDA malgré de moindres dotations nettes aux amortissements.

Southern & Eastern Europe

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 781	2 625	+6,0%	+5,4%
EBITDA	85	251	-66,0%	-64,8%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(103)	(93)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(18)	158	NA	NA

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** augmenter de +6,0% (+5,4% en organique) notamment en Pologne et en Roumanie.

L'**EBITDA** de Southern & Eastern Europe diminue de -66,0% (-64,8% en organique) à 85 millions d'euros, pénalisé par la mauvaise performance de l'Italie, notamment du fait d'effets prix négatifs.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** suit la baisse observée au niveau de l'EBITDA.

2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	2 160	3 261	-33,8%	-38,6%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 041	4 426	-31,3%	
EBITDA	781	1 033	-24,4%	-32,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(552)	(406)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	229	627	-63,4%	-69,9%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 30 juin 2015 s'élève à 2 160 millions d'euros, en baisse brute de -33,8% par rapport à fin juin 2014 et en décroissance organique de -38,6%.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif s'explique principalement par la chute des prix du pétrole et du gaz sur les marchés d'Europe et d'Asie et par une moindre activité GNL du fait notamment de l'interruption des approvisionnements à partir du Yémen depuis le mois d'avril 2015.

Pour l'exploration-production, l'effet prix défavorable est en grande partie compensé par la hausse de 4,0 Mbep de la production totale d'hydrocarbures (29,0 Mbep à fin juin 2015 versus 25,0 Mbep à fin juin 2014) grâce aux contributions des mises en service des champs de Juliet au Royaume-Uni (janvier), d'Amstel aux Pays-Bas (février) et de Gudrun en Norvège (avril) en 2014.

Les ventes externes de GNL sont en baisse de -22 TWh, soit 35,4 TWh totalisant 43 cargaisons à fin juin 2015 contre 57,4 TWh totalisant 69 cargaisons à fin juin 2014, et subissent l'impact défavorable de la baisse des prix de vente de GNL en Europe et en Asie.

Au 30 juin 2015, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 781 millions d'euros en baisse brute de -24,4% par rapport à fin juin 2014, pour les raisons évoquées ci-dessus. La décroissance organique est de -32,4%.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'élève à 229 millions d'euros à fin juin 2015, en décroissance brute de -63,4% et décroissance organique de -69,9%, plus importantes que celles de l'EBITDA du fait de la hausse des amortissements liée aux mises en service de début 2014.

2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	1 627	1 445	+12,6%	+12,6%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	3 567	3 466	+2,9%	
EBITDA	1 867	1 781	+4,8%	+4,8%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(654)	(629)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	1 212	1 153	+5,2%	+5,2%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 3 567 millions d'euros, en hausse de +2,9% par rapport à 2014, du fait :

- d'une hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid au premier semestre 2015 qu'en 2014 (+20,5 TWh⁽¹⁾) ;
- de la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (+2,9% au 1^{er} juillet 2014) et celle du tarif d'accès aux infrastructures de transport (+2,5% au 1^{er} avril 2015, +3,9% au 1^{er} avril 2014) en France ;
- d'une meilleure commercialisation des capacités de stockage en France associée aux mises en service de nouvelles cavités en Allemagne (Peckensen 4 et 5) et au Royaume-Uni (Stublach) ;
- et ce malgré la baisse des opérations d'achats/ventes de gaz chez Storengy pour maintenir les performances techniques des stockages (faiblesse des *spreads* été / hiver) et de la baisse de revenus chez GRTgaz et Storengy liés aux prestations de JTS (*Joint Transport Storage*) et de *market coupling* (du fait d'un *spread* PEG Nord/Sud très faible).

Dans ce contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 1 627 millions d'euros en progression de +12,6% par rapport au premier semestre 2014. Cette croissance traduit essentiellement le développement des activités de distribution et de transport pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 867 millions d'euros, en hausse de +4,8% par rapport à l'année précédente grâce à un effet climatique favorable (+20,5 TWh) et à des hausses tarifaires en partie compensées par une baisse des volumes et des revenus issus des services de JTS et des achats/ventes de gaz de performance.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 212 millions d'euros soit +5,2% par rapport au premier semestre 2014 avec des dotations nettes aux amortissements en hausse du fait des mises en service de GrDF et GRTgaz en 2014.

2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
Chiffre d'affaires	8 008	7 587	+5,6%	+1,3%
EBITDA	571	535	+6,8%	+0,4%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(178)	(155)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	392	380	+3,4%	-3,8%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Services s'établit à 8 008 millions d'euros au 30 juin 2015, soit une variation brute de +5,6%, portée par les acquisitions réalisées au second semestre 2014 de Lend Lease FM au Royaume-Uni pour

(1) -15,5 TWh de climat chaud en 2014 et +5,0 TWh de climat froid en 2015.

+62 millions d'euros, d'Ecova aux États-Unis pour +81 millions d'euros, de Keppel FM à Singapour pour +34 millions d'euros et de Lahmeyer en Allemagne pour +40 millions d'euros, et des effets de change favorables pour +64 millions d'euros au Royaume-Uni et +32 millions d'euros en Suisse.

La variation organique du chiffre d'affaires ressort à +1,3% et s'explique principalement par la hausse des ventes de chaleur des réseaux et des cogénérations liée au retour à un climat normal en 2015 après un climat doux en 2014, et par la hausse des activités d'installations en génie climatique. Cette hausse est cependant partiellement compensée par les baisses d'activités de maintenance dans le secteur *oil & gas* en Mer du Nord liées à la baisse des investissements, eux-mêmes consécutifs à la chute du prix du pétrole brut.

L'**EBITDA** de la branche Énergie Services s'établit à 571 millions d'euros, en hausse brute de +6,8%, notamment du fait des acquisitions citées précédemment. La croissance organique ressort à +0,4% et s'explique pour l'essentiel par les éléments suivants :

- l'impact favorable du climat sur les activités de réseaux en France ;
- la progression des activités de services en France, en Belgique et au Royaume-Uni.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- des éléments ponctuels favorables au premier semestre 2014 ;
- la baisse des activités *oil & gas* en Mer du Nord ;
- les difficultés rencontrées sur les marchés d'installation en Europe Centrale.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** s'établit à 392 millions d'euros, en croissance brute de +3,4% et en décroissance organique de -3,8%. Cette tendance suit l'évolution de l'EBITDA et est accentuée par une hausse des charges sur les paiements fondés sur des actions et par l'augmentation des charges d'amortissements suite à la mise en services de nouvelles installations dans les Services et les Réseaux de chaleur en France et au Royaume-Uni.

2.6 AUTRES

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %	Variation organique en %
EBITDA	(97)	(57)	-69,9%	-52,9%
Dotations nettes aux amortissements/Autres	(70)	(47)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	(167)	(104)	-60,9%	-49,1%

Au 30 juin 2015, l'**EBITDA** de la branche Autres (-97 millions d'euros) est en détérioration par rapport au premier semestre 2014, notamment du fait de reprises de provisions effectuées l'année passée par la filiale de réassurance du Groupe. Ces impacts sont partiellement compensés par les effets du plan Perform 2015.

Le **résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence** 2015, en décroissance brute de -60,9%, suit la même trajectoire que l'EBITDA et intègre une augmentation des charges nettes relatives aux paiements fondés sur des actions par rapport au premier semestre 2014.

3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	3 614	4 174	-13,4%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	401	420	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(740)	(28)	
Restructurations	(70)	(55)	
Effets de périmètre	(1)	521	
Autres éléments non récurrents	11	46	
Résultat des activités opérationnelles	3 214	5 078	-36,7%
Résultat financier	(889)	(919)	
Impôts sur les bénéfices	(990)	(1 221)	
RÉSULTAT NET	1 336	2 938	-54,5%
dont Résultat net part du Groupe	1 111	2 508	
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	224	430	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 3 214 millions d'euros contre 5 078 millions d'euros au 30 juin 2014. Cette baisse s'explique essentiellement par (i) le recul du résultat opérationnel courant après quote-part de résultat net des entreprises mises en équivalence, (ii) les pertes de valeur de 740 millions d'euros comptabilisées au premier semestre 2015, (iii) et les gains de réévaluation constatés au 30 juin 2014 (ligne «Effets de périmètre») sur GTT pour 359 millions d'euros (suite à sa prise de contrôle) et les intercommunales wallonnes pour 174 millions d'euros (suite à la perte d'influence).

Les pertes de valeur de 740 millions d'euros comptabilisées au 30 juin 2015 se répartissent essentiellement entre les branches Global Gaz & GNL (315 millions d'euros) et Energy International (398 millions d'euros). Elles portent essentiellement sur (i) les actifs corporels d'un champ gazier en cours de développement en Mer du Nord britannique (228 millions d'euros), (ii) les actifs corporels d'une installation de regazéification en Amérique du Nord (194 millions d'euros – Terminal d'Everett), (iii) un investissement net dans une entité projet consolidée par mise en équivalence (196 millions d'euros), (iv) et une licence d'exploration d'un bloc gazier au Qatar (cf. Note 3.1.2 «Pertes de valeur»).

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui a un impact positif de +401 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable) contre un impact positif de +420 millions d'euros au 30 juin 2014. L'impact de la période résulte principalement des effets prix globalement positifs sur ces positions, combinés à des effets nets positifs liés au débouclage de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2014 ;
- des charges de restructuration de -70 millions d'euros contre -55 millions d'euros au 30 juin 2014.

L'amélioration du résultat financier (-889 millions d'euros au 30 juin 2015 contre -919 millions d'euros au 30 juin 2014) résulte essentiellement de la baisse du coût moyen de la dette brute.

Le taux effectif d'impôt s'élève à 47,9% au 30 juin 2015 contre 31,4% au 30 juin 2014. L'augmentation du taux effectif d'impôt provient essentiellement de l'absence de charge d'impôt sur les gains de réévaluation constatés en 2014 sur GTT et les intercommunales wallonnes et de la non fiscalisation de la majeure partie des pertes de valeur comptabilisées sur 2015. Une fois retraités de l'ensemble des éléments non récurrents, le taux effectif d'impôt récurrent s'établit à 31,7%, en léger retrait par rapport au taux d'impôt effectif récurrent à fin juin 2014 (32,0%).

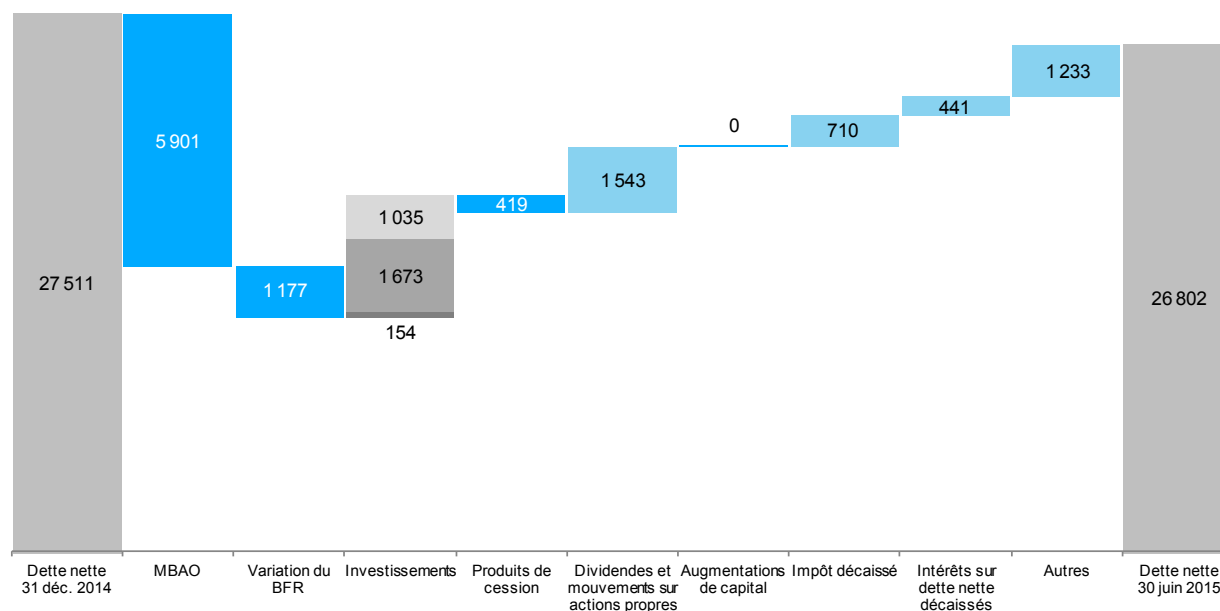
Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à +224 millions d'euros, en diminution par rapport au 30 juin 2014, essentiellement en raison de la baisse du résultat net des activités d'exploration-production.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La **dette nette** s'établit à 26,8 milliards d'euros à fin juin 2015 et diminue de -0,7 milliard d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2014 sous l'effet (i) de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (5,9 milliards d'euros) et de la variation du BFR (1,2 milliard d'euros), (ii) diminué des investissements nets (y compris effets de périmètre) réalisés par le Groupe (2,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires d'ENGIE SA (1,2 milliard d'euros) et aux participations ne donnant pas le contrôle (0,3 milliard d'euros), de l'effet de change lié à la dépréciation de l'euro face aux principales devises (0,6 milliard d'euros), ainsi que des décaissements liés aux impôts (0,7 milliard d'euros) et aux flux d'instruments dérivés non compris dans l'endettement net.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



	Investissements de maintenance
	Investissements de développement
	Investissements financiers

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 30 juin 2015 à 2,27 :

En millions d'euros	30 juin 2015	31 déc. 2014
Endettement financier net	26 802	27 511
EBITDA (sur 12 mois glissants)	11 825	12 133
Ratio Dette nette/EBITDA	2,27	2,27

4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 5 901 millions d'euros au 30 juin 2015, en baisse de 282 millions d'euros par rapport au 30 juin 2014.

L'évolution de la MBAO est en ligne avec celle de l'EBITDA.

4.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR) représente un impact positif de +1,2 milliard d'euros, lié notamment à l'amélioration de la variation du BFR du *trading* après la chute des prix des commodités survenue en fin d'année 2014.

4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES PRODUITS DE CESSIONS

Les investissements bruts de la période s'élèvent à 2 862 millions d'euros et comprennent :

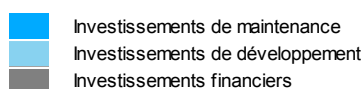
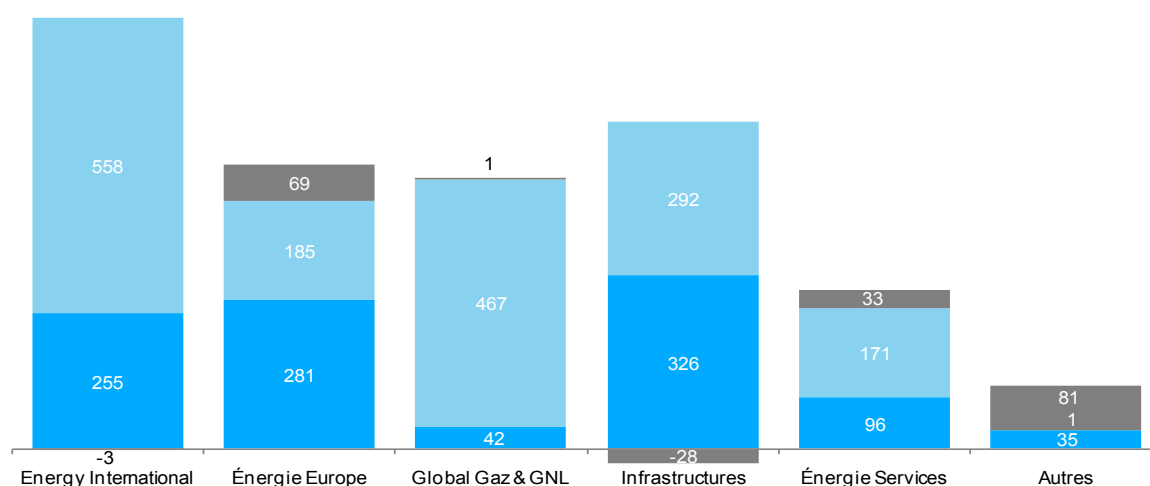
- des investissements financiers pour 154 millions d'euros. Ces investissements proviennent principalement des placements de Synatom qui ont augmenté de 135 millions d'euros, de la souscription à l'augmentation de capital de Nugen (63 millions d'euros), du versement des augmentations de capital souscrites sur Jirau (54 millions d'euros), ainsi que du remboursement de prêts relatifs aux projets de construction du gazoduc Los Ramones (Mexique) et de la centrale électrique et de dessalement d'eau de mer Marafiq (Arabie Saoudite) pour -144 millions d'euros ;
- des investissements de développement de 1 673 millions d'euros, dont 558 millions d'euros sur la branche Energy International dans le cadre de la construction de centrales au Pérou, au Chili et au Brésil, 467 millions d'euros sur la branche Global Gaz & GNL pour le développement de champs gaziers au Royaume-Uni, en Indonésie, aux Pays-Bas, en Algérie et en Norvège, ainsi que 292 millions d'euros sur la branche Infrastructures ;
- et des investissements de maintenance de 1 035 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant cash de 419 millions d'euros et comprennent des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie et en Norvège pour 233 millions d'euros ainsi que des cessions de biens immobiliers pour 102 millions d'euros.

En ce compris les variations de périmètre liées à ces acquisitions et cessions, les investissements nets s'établissent à 2 488 millions d'euros.

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

En millions d'euros



4.4 DIVIDENDES ET MOUVEMENTS SUR ACTIONS PROPRES

Les dividendes et mouvements sur actions propres s'élèvent à 1 543 millions d'euros et comprennent :

- les dividendes versés par ENGIE SA à ses actionnaires pour 1 196 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2014 (soit 0,50 euro par action) versé en mai 2015 ;
- les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires pour 323 millions d'euros, le paiement des coupons de la dette hybride, des retenues à la source, la taxe française de 3% sur les dividendes distribués et des mouvements sur actions propres.

4.5 ENDETTEMENT AU 30 JUIN 2015

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est libellée à 66% en euros, 18% en dollars américains et 5% en livres sterling au 30 juin 2015.

La dette nette est libellée à 83% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,8 ans.

Au 30 juin 2015, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées de 13,6 milliards d'euros.

5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	31 déc. 2014	Variation nette
Actifs non courants	112 228	109 998	2 230
dont goodwill	21 554	21 222	332
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	72 501	71 601	900
dont participations dans les entreprises mises en équivalence	7 238	7 055	183
Actifs courants	48 905	55 306	(6 401)
Capitaux propres	57 104	55 981	1 124
Provisions	18 204	18 539	(336)
Dettes financières	38 904	38 321	582
Autres passifs	46 921	52 463	(5 542)

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 72,5 milliards d'euros, en hausse de +0,9 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette variation résulte pour l'essentiel des investissements de l'année (+2,8 milliards d'euros), et des écarts de conversion (+1,3 milliard d'euros), partiellement compensés par les amortissements (-2,4 milliards d'euros) et les pertes de valeur (-0,5 milliard d'euros).

Les **goodwill** sont en hausse de +0,3 milliard d'euros à 21,6 milliards d'euros. Cette variation provient pour l'essentiel des écarts de conversion (+0,3 milliard d'euros).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 57,1 milliards d'euros, en hausse de +1,1 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2014. Cette augmentation provient essentiellement du résultat net de la période (+1,3 milliard d'euros), des autres éléments du résultat global (+1,4 milliard d'euros) et du versement de dividendes en numéraire (-1,5 milliard d'euros).

Les autres éléments du résultat global comprennent +1,3 milliard d'euros d'écarts de conversion et +0,1 milliard d'euros d'écarts actuariels, de couvertures d'investissement net et de couvertures de flux de trésorerie nets d'impôts.

6 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées décrites dans la Note 25 des Notes aux comptes du Document de Référence 2014 n'ont pas connu d'évolution significative en 2015.

7 DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES 6 MOIS RESTANTS

La section facteurs de risque (Chapitre 2) du Document de Référence 2014 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé.

Les évolutions sur le semestre des risques liés aux instruments financiers et aux litiges auxquels le Groupe est exposé, sont présentées respectivement dans la Note 6 et la Note 7 des états financiers consolidés condensés du 1^{er} semestre 2015.

Les risques et incertitudes relatifs à la valeur comptable des *goodwills*, immobilisations incorporelles et corporelles sont présentés dans la Note 3.1.2 des états financiers consolidés condensés du premier semestre 2015 et dans la Note 8.2 des états financiers consolidés 2014.

A l'exception de ces points et de ceux mentionnés dans la section 8 «Perspectives», il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes autres que ceux présentés dans ce document.

8 PERSPECTIVES

Le Groupe confirme ses objectifs financiers⁽¹⁾ pour 2015 :

- un **résultat net récurrent part du Groupe⁽²⁾ entre 2,85 et 3,15 milliards d'euros**, à climat moyen et régulation stable. Cet objectif repose sur une estimation d'Ebitda et de résultat opérationnel courant⁽¹⁾ de respectivement 11,55 à 12,15 milliards d'euros et 6,65 à 7,25 milliards d'euros ;
- un **ratio dette nette/Ebitda** inférieur ou égal à 2,5 x et le maintien d'une notation de catégorie «A» ;
- un dividende au titre de 2015 avec un **taux de distribution de 65-75 %** (pay-out)⁽³⁾ et un minimum de 1 euro par action, payable en numéraire. Le Conseil d'Administration a ainsi décidé le paiement d'un acompte sur dividende de 0,50 euro par action au titre de l'exercice 2015, qui sera versé le 15 octobre 2015.

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen en France, de répercussion complète des coûts d'approvisionnement sur les tarifs régulés du gaz en France, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 le 1^{er} novembre 2015, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèse de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2014 pour la partie non couverte de la production et de cours de change moyens suivants pour 2015 : €/€ : 1,22 ; €/BRL : 3,23.

(2) Résultat net hors coûts de restructurations, MtM, dépréciations d'actifs, cessions, autres éléments non récurrents et impacts fiscaux associés et contribution nucléaire en Belgique.

(3) Sur la base du résultat net récurrent part du Groupe.

02 ÉTATS FINANCIERS CONSOLIDÉS CONDENSÉS SEMESTRIELS

	Pages
Compte de résultat	24
État du résultat global	25
État de situation financière	26
État des variations des capitaux propres	28
État des flux de trésorerie	30

COMPTE DE RÉSULTAT

En millions d'euros	Notes	30 juin 2015	30 juin 2014 ^(1, 2)
Chiffre d'affaires	2.2	38 520	39 284
Achats		(22 852)	(24 120)
Charges de personnel		(5 172)	(4 812)
Amortissements, dépréciations et provisions		(2 431)	(2 080)
Autres charges opérationnelles		(5 442)	(5 194)
Autres produits opérationnels		733	830
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		3 356	3 909
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence	2.2	258	265
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	2.2	3 614	4 174
MM sur instruments financiers à caractère opérationnel		401	420
Pertes de valeur		(740)	(28)
Restructurations		(70)	(55)
Effets de périmètre		(1)	521
Autres éléments non récurrents		11	46
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3.1	3 214	5 078
Charges financières		(1 371)	(1 419)
Produits financiers		483	500
RÉSULTAT FINANCIER	3.2	(889)	(919)
Impôt sur les bénéfices	3.3	(990)	(1 221)
RÉSULTAT NET		1 336	2 938
Résultat net part du Groupe		1 111	2 508
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		224	430
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)		0,43	1,06
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)		0,43	1,05

(1) Les données comparatives au 30 juin 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

(2) Les données comparatives au 30 juin 2014 intègrent également les incidences de la comptabilisation de la coentreprise Tirreno Power selon la méthode de la mise en équivalence suite à la finalisation de l'analyse IFRS 11 de cette entité au cours du second semestre 2014. Tirreno Power était comptabilisée en tant qu'activité conjointe dans les états financiers consolidés condensés publiés au 30 juin 2014.

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	30 juin 2015	30 juin 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2015 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2014 ^(1,2)	30 juin 2014 Quote-part du Groupe ^(1,2)	30 juin 2014 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ^(1,2)
RÉSULTAT NET		1 336	1 111	224	2 938	2 508	430
Actifs financiers disponibles à la vente	5.1	5	5	-	12	12	-
Couverture d'investissement net		(408)	(408)	-	(150)	(150)	-
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		317	311	7	(474)	(464)	(10)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		(4)	-	(4)	336	289	47
Impôts différés sur éléments ci-dessus		(42)	(44)	2	(14)	6	(20)
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur éléments recyclables, nette d'impôt		(43)	(42)	-	(9)	(9)	-
Écarts de conversion		1 348	1 163	185	553	446	107
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		1 174	984	190	254	130	123
Pertes et gains actuariels		405	399	6	(641)	(600)	(41)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels		(126)	(122)	(4)	209	196	13
Quote-part des entreprises mises en équivalence sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(53)	(53)	-	26	26	-
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		227	225	2	(405)	(377)	(28)
RÉSULTAT GLOBAL		2 737	2 321	416	2 786	2 260	525

(1) Les données comparatives au 30 juin 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

(2) Les données comparatives au 30 juin 2014 intègrent également les incidences de la comptabilisation de la coentreprise Tirreno Power selon la méthode de la mise en équivalence suite à la finalisation de l'analyse IFRS 11 de cette entité au cours du second semestre 2014. Tirreno Power était comptabilisée en tant qu'activité conjointe dans les états financiers consolidés condensés publiés au 30 juin 2014.

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

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

En millions d'euros	Notes	30 juin 2015	31 déc. 2014 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	4	7 538	7 569
Goodwills	4	21 554	21 222
Immobilisations corporelles nettes	4	64 963	64 032
Titres disponibles à la vente	5.1	3 093	2 893
Prêts et créances au coût amorti	5.1	2 894	2 960
Instruments financiers dérivés	5.1	3 448	2 733
Participations dans les entreprises mises en équivalence		7 238	7 055
Autres actifs		547	557
Impôts différés actifs		953	978
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		112 228	109 998
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	5.1	777	925
Instruments financiers dérivés	5.1	5 349	7 886
Clients et autres débiteurs	5.1	19 257	21 558
Stocks		3 755	4 891
Autres actifs		8 647	10 049
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	5.1	1 137	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	5.1	9 982	8 546
TOTAL ACTIFS COURANTS		48 905	55 306
TOTAL ACTIF		161 133	165 304

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

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

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	30 juin 2015	31 déc. 2014⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		50 560	49 548
Participations ne donnant pas le contrôle		6 544	6 433
TOTAL CAPITAUX PROPRES		57 104	55 981
Passifs non courants			
Provisions		16 312	16 402
Dettes financières	5.2	27 791	28 024
Instruments financiers dérivés	5.2	3 137	3 020
Autres passifs financiers	5.2	235	286
Autres passifs		1 145	1 078
Impôts différés passifs		9 461	9 049
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		58 081	57 859
Passifs courants			
Provisions		1 892	2 137
Dettes financières	5.2	11 113	10 297
Instruments financiers dérivés	5.2	3 803	5 895
Fournisseurs et autres créanciers	5.2	15 407	18 799
Autres passifs		13 734	14 337
TOTAL PASSIFS COURANTS		45 947	51 465
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		161 133	165 304

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

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

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super- subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES											
AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 412 824 089	2 413	32 207	14 005	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 971	5 689	53 659
Impact IFRIC 21 (cf. Note 1.3)				26					26	1	27
CAPITAUX PROPRES											
AU 1^{ER} JANVIER 2014^(1,2)	2 412 824 089	2 413	32 207	14 031	1 657	152	(1 353)	(1 109)	47 997	5 690	53 686
Résultat net ^(1,2)				2 508					2 508	430	2 938
Autres éléments du résultat global ^(1,2)				(377)		(316)	445		(247)	95	(152)
RÉSULTAT GLOBAL^(1,2)				2 130	-	(316)	445	-	2 260	525	2 786
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				(15)					(15)	-	(15)
Dividendes distribués en numéraire				(1 583)					(1 583)	(513)	(2 096)
Achat/vente d'actions propres				(18)				154	137	-	137
Émission de titres super- subordonnés à durée indéterminée					1 974				1 974	-	1 974
Coupons des titres super- subordonnés					(8)				(8)	-	(8)
Transactions entre actionnaires				(4)					(4)	(3)	(7)
Prise de contrôle de Gaztransport & Technigaz (GTT)									-	475	475
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									-	37	37
Autres variations				5					5	13	19
CAPITAUX PROPRES											
AU 30 JUIN 2014^(1,2)	2 412 824 089	2 413	32 207	14 547	3 623	(163)	(908)	(955)	50 763	6 224	56 987

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2014 et au 30 juin 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

(2) Les données comparatives au 30 juin 2014 intègrent également les incidences de la comptabilisation de la coentreprise Tirreno Power selon la méthode de la mise en équivalence suite à la finalisation de l'analyse IFRS 11 de cette entité au cours du second semestre 2014. Tirreno Power était comptabilisée en tant qu'activité conjointe dans les états financiers consolidés condensés publiés au 30 juin 2014.

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 CONDENSÉS SEMESTRIELS

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Titres super- subordonnés à durée indéterminée	Variations de juste valeur et autres	Écarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES											
AU 31 DÉCEMBRE 2014	2 435 285 011	2 435	32 506	12 414	3 564	(627)	193	(957)	49 527	6 432	55 959
Impact IFRIC 21 (cf. Note 1.3)				22			(1)		21	1	22
CAPITAUX PROPRES											
AU 31 DÉCEMBRE 2014⁽¹⁾	2 435 285 011	2 435	32 506	12 436	3 564	(627)	191	(957)	49 548	6 433	55 981
Résultat net				1 111					1 111	224	1 336
Autres éléments du résultat global				225		(179)	1 163		1 209	192	1 401
RÉSULTAT GLOBAL				1 337	-	(179)	1 163	-	2 321	416	2 737
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				26					26	-	26
Dividendes distribués en numéraire ⁽²⁾				(1 196)					(1 196)	(323)	(1 518)
Achat/vente d'actions propres				(47)				48	1	-	1
Coupons des titres super-subordonnés					(87)				(87)	-	(87)
Transactions entre actionnaires				(55)					(55)	9	(46)
Augmentations de capital souscrites par des participations ne donnant pas le contrôle									-	10	10
Autres variations				1					1	-	3
CAPITAUX PROPRES											
AU 30 JUIN 2015	2 435 285 011	2 435	32 506	12 503	3 477	(807)	1 355	(909)	50 560	6 544	57 104

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

(2) L'Assemblée Générale du 28 avril 2015 a décidé la distribution d'un dividende de 1,00 euro par action au titre de l'exercice 2014. Un acompte de 0,50 euro par action par action ayant été payé en numéraire le 15 octobre 2014 pour un montant de 1 184 millions d'euros, le Groupe a réglé en numéraire le 5 mai 2015 le solde du dividende de 0,50 euro par action pour un montant de 1 196 millions d'euros.

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 FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	Notes	30 juin 2015	30 juin 2014 ^(1, 2)
RÉSULTAT NET		1 336	2 938
- Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		(258)	(265)
+ Dividendes reçus des entreprises mises en équivalence		287	320
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		3 037	2 056
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(7)	(571)
- MM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(401)	(420)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		28	(15)
- Charge d'impôt		990	1 221
- Résultat financier		889	919
Marge brute d'autofinancement avant résultat financier et impôt		5 901	6 183
+ Impôt décaissé		(710)	(666)
Variation du besoin en fonds de roulement		1 177	601
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		6 367	6 117
Investissements corporels et incorporels	2.4.3	(2 707)	(2 474)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	2.4.3	(22)	(211)
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	2.4.3	(166)	(187)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	2.4.3	(165)	(172)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		390	151
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		(29)	12
Cessions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes		45	668
Cessions de titres disponibles à la vente		13	134
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		64	45
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		51	43
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	2.4.3	206	55
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(2 321)	(1 936)
Dividendes payés ⁽³⁾		(1 544)	(2 023)
Remboursement de dettes financières		(3 730)	(3 753)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		321	(132)
Intérêts financiers versés		(500)	(643)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		62	50
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés et sur rachats anticipés d'emprunts		(756)	(367)
Augmentation des dettes financières		3 481	3 157
Augmentation/diminution de capital		11	40
Émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée		-	1 974
Achat/vente de titres d'autocontrôle		1	137
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	2.4.3	(9)	(24)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(2 662)	(1 585)
Effet des variations de change et divers		53	80
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		1 436	2 676
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		8 546	8 706
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		9 982	11 382

(1) Les données comparatives au 30 juin 2014 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de l'interprétation IFRIC 21 (cf. Note 1.3).

(2) Les données comparatives au 30 juin 2014 intègrent également les incidences de la comptabilisation de la coentreprise Tirreno Power selon la méthode de la mise en équivalence suite à la finalisation de l'analyse IFRS 11 de cette entité au cours du second semestre 2014. Tirreno Power était comptabilisée en tant qu'activité conjointe dans les états financiers consolidés condensés publiés au 30 juin 2014.

(3) La ligne «Dividendes payés» comprend les coupons payés aux détenteurs des titres super-subordonnés à durée indéterminée pour un montant de 87 millions d'euros au 30 juin 2015 (contre 8 millions d'euros au 30 juin 2014).

NB : Les valeurs figurant dans les totaux 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 CONDENSÉS SEMESTRIELS

	Pages
NOTE 1 Référentiel et méthodes comptables	33
NOTE 2 Information sectorielle	37
NOTE 3 Compte de résultat	42
NOTE 4 Goodwills et immobilisations	50
NOTE 5 Instruments financiers	51
NOTE 6 Risques liés aux instruments financiers	55
NOTE 7 Litiges et concurrence	58
NOTE 8 Transactions avec des parties liées	60
NOTE 9 Événements postérieurs à la clôture	60

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE ENGIE

Le 24 avril 2015, le Groupe GDF SUEZ a changé sa dénomination corporate pour devenir ENGIE. Le 29 juillet 2015, l'Assemblée Générale Extraordinaire des actionnaires a approuvé le changement de dénomination sociale de la société GDF SUEZ SA en ENGIE SA.

ENGIE SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code de Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans. Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

Le siège du Groupe est domicilié au 1 place Samuel de Champlain – 92400 Courbevoie (France).

Les titres ENGIE sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg.

En date du 29 juillet 2015, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2015 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET MÉTHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel comptable

En application du règlement européen du 19 juillet 2002 sur les normes comptables internationales (IFRS), les états financiers consolidés annuels du Groupe sont établis conformément aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne⁽¹⁾. Les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe, établis pour la période de six mois close au 30 juin 2015, ont été préparés selon les dispositions de la norme IAS 34 – *Information financière intermédiaire* qui permet de présenter une sélection de notes annexes. Les états financiers consolidés condensés intermédiaires n'incluent donc pas toutes les notes et informations requises par les IFRS pour les états financiers consolidés annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2014, sous réserve des particularités propres à l'établissement des états financiers consolidés condensés intermédiaires décrites ci-après (voir 1.4).

Les principes comptables retenus pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à ceux retenus pour l'exercice clos au 31 décembre 2014 à l'exception des évolutions normatives reprises ci-dessous en 1.1.1.

1.1.1 Normes IFRS, interprétations ou amendements applicables en 2015

- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013.
Ces amendements n'ont pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés du Groupe.
- IFRIC 21 – *Taxes*.
Les modifications introduites par cette nouvelle interprétation et leurs impacts pour le Groupe sont détaillées en 1.3.

1.1.2 Normes IFRS, interprétations ou amendements applicables après 2015 et non anticipés par le Groupe

- IFRS 9 – *Instruments financiers*⁽²⁾.
- IFRS 15 – *Revenu des contrats avec les clients*⁽²⁾.

(1) Référentiel disponible sur le site internet de la Commission européenne : http://ec.europa.eu/internal_market/accounting/ias/index_fr.htm

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

- Amendements IFRS 11 – *Partenariats : Comptabilisation des acquisitions d'intérêts dans des activités conjointes*⁽²⁾.
- Amendements IAS 16 – *Immobilisations corporelles* et IAS 38 – *Immobilisations incorporelles : Clarification sur les méthodes d'amortissement acceptables*⁽²⁾.
- Amendements IFRS 10 et IAS 28 – *Vente ou apport d'actifs entre un investisseur et ses entreprises associées ou coentreprises*⁽²⁾.
- Amendements IAS 1 – *Disclosure Initiative*⁽²⁾.
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel : Régimes à prestations définies : cotisations des membres du personnel*.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012.
- Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2012-2014⁽²⁾.

Les analyses des incidences de l'application de ces normes et amendements sont en cours.

1.2 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.

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 ;
- l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles ;
- 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 ;
- les instruments financiers ;
- le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit « en compte » ;
- l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

Des informations complémentaires sur le contenu de ces estimations sont présentées dans la Note 1 des états financiers consolidés 2014.

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^{er} 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.).

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.

1.3 Méthodes comptables

Les méthodes comptables appliquées pour l'élaboration des états financiers consolidés condensés intermédiaires sont identiques à celles retenues pour l'exercice clos au 31 décembre 2014 à l'exception de la première application d'IFRIC 21.

IFRIC 21 – Taxes est applicable au 1^{er} janvier 2015 avec effet rétrospectif au 1^{er} janvier 2014.

IFRIC 21 vise à clarifier le fait générateur de la comptabilisation des passifs pour impôts et taxes autres que les impôts sur les bénéfices. Cette interprétation précise que le fait générateur qui crée un passif au titre d'une taxe est l'événement qui rend la taxe exigible en vertu des dispositions légales ou réglementaires. Si le fait générateur intervient à une date spécifiée, le passif est constaté à cette date. Si le fait générateur est étalé dans le temps (par exemple, génération du chiffre d'affaires), le passif est constaté au fur et à mesure.

L'application de ces dispositions conduit dans les faits (i) à comptabiliser intégralement dès le 1^{er} janvier de l'exercice en cours certaines taxes qui étaient auparavant comptabilisées progressivement sur les 12 mois de l'exercice et (ii) dans une moindre mesure à modifier l'exercice de comptabilisation d'autres taxes telles que la contribution sociale de solidarité (C3S) due par les sociétés françaises (à comptabiliser en N sur la base du chiffre d'affaires de l'exercice N-1).

L'application rétrospective d'IFRIC 21 à compter du 1^{er} janvier 2014 a les incidences suivantes sur les états financiers comparatifs 2014 :

- une augmentation des capitaux propres de 27 millions d'euros au 1^{er} janvier 2014 ;
- une diminution de 178 millions d'euros du «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et de 127 millions d'euros du «Résultat net part du Groupe » dans le compte du résultat au 30 juin 2014. L'impact est en revanche négligeable sur le compte de résultat annuel au 31 décembre 2014 ;
- une augmentation des capitaux propres de 22 millions d'euros dans l'état de situation financière au 31 décembre 2014.

1.4 Particularités propres à l'établissement des états financiers intermédiaires

Saisonnalité des activités

Les activités du Groupe sont, par nature, des activités saisonnières mais les variations climatiques ont des effets plus importants que la saisonnalité sur les différents indicateurs d'activité et de résultat opérationnel. En conséquence, les résultats intermédiaires au 30 juin 2015 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2015.

Impôt sur les bénéfices

Dans le cadre des arrêtés intermédiaires, la charge d'impôt (courante et différée) est calculée pour chaque entité fiscale en appliquant au résultat taxable de la période, hors élément exceptionnel significatif, le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours. Les éventuels éléments exceptionnels significatifs de la période sont comptabilisés avec leur charge d'impôt réelle.

Retraites

Le coût des retraites pour une période intermédiaire est calculé sur la base des évaluations actuarielles réalisées à la fin de l'exercice précédent. Ces évaluations sont le cas échéant ajustées pour tenir compte des réductions, liquidations ou autres événements non récurrents importants survenus lors du semestre. Par ailleurs, les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des régimes à prestations définies sont le cas échéant ajustés afin de tenir compte des évolutions significatives ayant affecté le rendement des obligations émises par des entreprises de premier rang de la zone concernée (référence utilisée pour la détermination des taux d'actualisation) et le rendement réel des actifs de couverture.

NOTE 2 INFORMATION SECTORIELLE

2.1 Secteurs opérationnels

Le Groupe est organisé autour des cinq secteurs opérationnels suivants : Energy International, Énergie Europe, Global Gaz & GNL, Infrastructures et Énergie Services.

Les secteurs opérationnels du Groupe sont décrits dans la Note 6 «Information sectorielle» des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

2.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	30 juin 2015			30 juin 2014		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	7 561	148	7 709	6 861	583	7 443
Énergie Europe	19 163	278	19 441	20 131	753	20 885
Global Gaz & GNL	2 160	881	3 041	3 261	1 164	4 426
Infrastructures	1 627	1 940	3 567	1 445	2 021	3 466
Énergie Services	8 008	80	8 088	7 587	86	7 672
Autres	1	-	1	-	-	-
Élimination des transactions internes	-	(3 327)	(3 327)	-	(4 607)	(4 607)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	38 520	-	38 520	39 284	-	39 284

EBITDA

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014
Energy International	1 876	1 702
Énergie Europe	1 124	1 437
Global Gaz & GNL	781	1 033
Infrastructures	1 867	1 781
Énergie Services	571	535
Autres	(97)	(57)
TOTAL EBITDA	6 122	6 430

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014
Energy International	(536)	(489)
Énergie Europe	(514)	(539)
Global Gaz & GNL	(474)	(369)
Infrastructures	(654)	(630)
Énergie Services	(177)	(160)
Autres	(47)	(46)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(2 402)	(2 233)

QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014
Energy International	177	138
Énergie Europe	27	59
Global Gaz & GNL	10	19
Infrastructures	3	4
Énergie Services	8	3
Autres	32	41
<i>Dont quote-part de résultat de SUEZ Environnement</i>	32	41
TOTAL QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	258	265

Les contributions des entreprises associées et des coentreprises dans la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence s'élèvent respectivement à 164 millions d'euros et 94 millions d'euros au 30 juin 2015 (contre 137 million d'euros et 128 millions d'euros au 30 juin 2014).

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014
Energy International	1 338	1 213
Énergie Europe	609	905
Global Gaz & GNL	229	627
Infrastructures	1 212	1 153
Énergie Services	392	380
Autres	(167)	(104)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 614	4 174

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	31 déc. 2014
Energy International	23 354	22 041
Énergie Europe	13 407	13 993
Global Gaz & GNL	5 528	6 052
Infrastructures	18 285	19 148
Énergie Services	4 654	4 102
Autres	3 468	3 428
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement</i>	<i>1 979</i>	<i>1 994</i>
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 696	68 764

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014
Energy International	810	808
Énergie Europe	535	516
Global Gaz & GNL	509	556
Infrastructures	589	721
Énergie Services	300	482
Autres	117	56
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	2 861	3 139

2.3 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	
	30 juin 2015	30 juin 2014	30 juin 2015	31 déc. 2014
France	15 202	15 305	29 850	31 763
Belgique	5 086	5 604	2 159	2 108
Autres Union européenne	9 317	10 049	11 637	10 880
Autres pays d'Europe	1 160	683	908	1 080
Amérique du Nord	2 286	1 831	6 473	6 198
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 178	3 584	9 402	8 854
Amérique du Sud	2 160	2 121	7 525	7 268
Afrique	131	107	743	613
TOTAL	38 520	39 284	68 696	68 764

2.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

2.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

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

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 614	4 174
Dotations nettes aux amortissements et autres	2 479	2 271
Palements fondés sur des actions (IFRS 2)	29	(15)
EBITDA	6 122	6 430

2.4.2 Réconciliation des capitaux engagés industriels aux rubriques de l'état de situation financière

En millions d'euros	30 juin 2015	31 déc. 2014
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 501	71 601
(+) Goodwills	21 554	21 222
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France - SUEZ ⁽¹⁾	(8 217)	(8 216)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 643)	(2 502)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 742	1 779
(+) Participations dans des entreprises mises en équivalence	7 238	7 055
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(164)	(152)
(+) Clients et autres débiteurs	19 257	21 558
(-) Appels de marge ^(1, 2)	(1 202)	(1 257)
(+) Stocks	3 755	4 891
(+) Autres actifs courants et non courants	9 193	10 606
(+) Impôts différés	(8 508)	(8 071)
(+) Neutralisation des impôts différés liés aux autres éléments recyclables des capitaux propres ⁽¹⁾	(125)	(188)
(-) Provisions	(18 204)	(18 539)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 941	2 168
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(15 407)	(18 799)
(+) Appels de marge ^(1, 2)	1 101	1 309
(-) Autres passifs	(15 118)	(15 701)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	68 696	68 764

(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.

2.4.3 Réconciliation des investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) aux rubriques de l'état des flux de trésorerie

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2015	30 juin 2014
Investissements corporels et incorporels	2 707	2 474
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	22	211
<i>(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis</i>	-	145
Acquisitions de participations dans les entreprises mises en équivalence et activités conjointes	166	187
Acquisitions de titres disponibles à la vente	165	172
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(206)	(55)
<i>(+) Autres</i>	-	(1)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	9	24
<i>(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle</i>	(3)	(18)
TOTAL INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)	2 861	3 139

NOTE 3 COMPTE DE RÉSULTAT

3.1 Résultat des activités opérationnelles

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT APRÈS QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE	3 614	4 174
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	401	420
Pertes de valeur	(740)	(28)
Restructurations	(70)	(55)
Effets de périmètre	(1)	521
Autres éléments non récurrents	11	46
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	3 214	5 078

3.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 401 millions d'euros au 30 juin 2015 contre un produit net de 420 millions d'euros au 30 juin 2014 et résulte essentiellement de l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture.

Ce produit résulte à la fois (i) d'un effet prix positif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes ainsi que (ii) d'un effet positif net lié au débouclage au cours du semestre d'instruments dérivés dont la valeur de marché présentait une position négative nette au 31 décembre 2014.

3.1.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014
Pertes de valeur :		
Goodwills	-	-
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(542)	(23)
Participations dans les entreprises mises en équivalence et provisions s'y rattachant	(111)	-
Actifs financiers et autres	(92)	(11)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(746)	(34)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	4	5
Actifs financiers et autres	1	1
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	5	6
TOTAL	(740)	(28)

Au-delà des tests de perte de valeur systématiques annuels relatifs aux *goodwills* et aux immobilisations incorporelles non amortissables réalisés au second semestre, le Groupe procède à des tests ponctuels en cas d'indice de perte de valeur portant sur un *goodwill*, une immobilisation corporelle ou incorporelle, une participation dans une entreprise mise en équivalence ou un actif financier.

Les tests de perte de valeur au 30 juin 2015 ont porté sur un nombre limité d'actifs pour lesquels des indices de perte de valeur ont été détectés au cours du premier semestre 2015.

3.1.2.1 Pertes de valeur comptabilisées au cours du premier semestre

Les pertes de valeur nettes comptabilisées au 30 juin 2015 s'élèvent à 740 millions d'euros et se répartissent principalement entre les branches Global Gaz & GNL (315 millions d'euros) et Energy International (398 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 au premier semestre 2015, s'établit à 547 millions d'euros.

Pertes de valeur sur des actifs d'exploration-production de la branche Global Gaz & GNL

- Une perte de valeur de 228 millions d'euros a été comptabilisée sur les actifs corporels d'un champ gazier en cours de développement en Mer du Nord britannique. Cette perte de valeur s'explique essentiellement par la révision à la baisse des prix du gaz ainsi que par l'augmentation du coût de construction des installations.

La valeur d'utilité de ce projet a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie établies par le Management sur la durée d'exploitation attendue de ce champ gazier.

Les évolutions du prix du gaz, l'estimation du niveau de réserves des champs concernés et le taux d'actualisation constituent des hypothèses clés de ce test de perte de valeur. Une diminution de 10% du prix du gaz sur la durée d'exploitation de ce champ conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires de 132 millions d'euros. Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires pour un montant total de 16 millions d'euros.

- Par ailleurs, le Groupe a décidé de ne pas poursuivre l'exploitation d'une licence d'exploration d'un bloc gazier offshore au Qatar. La licence ainsi que les coûts capitalisés relatifs à ce projet, qui s'élèvent à 87 millions d'euros, ont par conséquent été intégralement dépréciés.

Pertes de valeur sur des actifs de la branche Energy International

- En Amérique du Nord, l'UGT relative aux activités dans le gaz naturel liquéfié comprend les opérations d'importation et de regazéification de gaz naturel liquéfié, leur commercialisation dans le Nord-Est des États-Unis et à Porto Rico, ainsi que l'optimisation des volumes flexibles des contrats d'approvisionnement via des ventes de cargaisons vers des marchés offrant des marges plus rémunératrices. Au cours du premier semestre 2015, la baisse importante des prix de vente du gaz naturel liquéfié sur les marchés asiatiques, les modifications apportées aux contrats d'approvisionnement, ainsi que la persistance de la faiblesse des prix du gaz sur le marché intérieur étasunien ont conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 194 millions d'euros sur les actifs corporels (terminal d'Everett) de cette UGT.

La valeur d'utilité de ce projet a été calculée à partir des projections de flux de trésorerie établies par le Management. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions de flux de trésorerie s'élève à 6,95%.

- Le Groupe est engagé au sein d'une coentreprise en charge de la construction d'une infrastructure gazière dans le cadre d'un contrat de *BOOT (Build, Own, Operate and Transfer)*, laquelle a pris acte de l'impossibilité de poursuivre l'exécution du contrat et a notifié sa décision au client. Dans ce contexte, le Groupe a déprécié l'intégralité de son investissement net dans l'entreprise consolidée par mise en équivalence qui porte le projet. Le montant total de la perte comptabilisée au titre de ce projet dans les comptes au 30 juin 2015 s'élève à 196 millions d'euros.

Au 30 juin 2014, les pertes de valeur sur actifs s'élevaient à 34 millions d'euros et ne comprenaient aucun montant individuellement significatif.

3.1.2.2 Test de perte de valeur sur l'UGT goodwill Global Gaz & GNL

L'UGT Goodwill Global Gaz & GNL regroupe les activités amont du Groupe dans la chaîne de valeur du gaz naturel. Celles-ci comprennent :

- les activités d'exploration-production à savoir, la prospection, le développement et l'exploitation de champs gaziers et pétroliers ;
- les activités relatives au GNL à savoir, la gestion et la commercialisation d'un portefeuille diversifié de contrats d'approvisionnement long terme, la gestion des participations dans des usines de liquéfaction, l'exploitation d'une flotte de méthaniers et de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers ainsi que le développement et la commercialisation de systèmes de confinement à membranes cryogéniques pour le transport de GNL par Gaztransport & Technigaz (GTT), filiale du Groupe spécialisée dans l'ingénierie navale.

Le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élève à 2 206 millions d'euros au 30 juin 2015.

Les activités de l'UGT Global Gaz & GNL sont confrontées à des événements et des conditions de marché difficiles :

- l'usine de liquéfaction Yemen LNG, qui fournit près de 38 cargaisons de GNL par an au Groupe, a cessé ses livraisons depuis avril 2015 en raison de la dégradation de la situation sécuritaire près du site de production. La date de redémarrage de l'usine n'est pas connue ;
- les prix de vente sur les marchés spot asiatiques ont enregistré une forte baisse par rapport à 2014 : au cours du premier semestre 2015, les prix de vente spot Asie constatés se sont situés dans une fourchette entre 7 et 7,5 USD/MMBtu en moyenne contre une moyenne de 14 USD/MMBtu en 2014. Par ailleurs, les contrats de vente long terme indexés pétrole à destination de l'Asie sont pénalisés par la baisse des cours du Brent ;
- la faiblesse des prix des hydrocarbures continue de peser sur les marges des activités d'exploration-production.

Compte tenu de ces éléments défavorables, le Groupe a procédé à une mise à jour du test de perte de valeur de cette UGT au 30 juin 2015.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT a été déterminée sur la base (i) du cours de bourse en ce qui concerne la filiale cotée GTT et (ii) de la valeur d'utilité pour l'ensemble des autres activités composant l'UGT.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies par le Management sur la période 2015-2021. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Pour les activités GNL en dehors de GTT, la valeur terminale correspond à une valeur de sortie déterminée en appliquant un taux de croissance long terme de 2,5% au dernier flux de trésorerie. Cette hypothèse de croissance à long terme est corroborée par des études externes et les prévisions d'autres acteurs de marché. Le taux d'actualisation moyen appliqué s'élève à 8,9%. Concernant le contrat Yemen, l'hypothèse retenue est un redémarrage de l'usine de liquéfaction.

La valeur d'utilité des actifs d'exploration-production, en phase de développement ou de production, est déterminée à partir d'un horizon de projections correspondant à la durée de vie des réserves prouvées et probables sous-jacentes. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 7,8% et 14,5% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, les estimations des réserves prouvées et probables, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, la date de redémarrage de l'usine de liquéfaction de Yemen LNG, ainsi que l'évolution des prix de marché du GNL. Les projections utilisées pour les prix du pétrole et du gaz naturel au-delà de l'horizon liquide sont en ligne avec le consensus établi à partir d'un panel de plusieurs études externes.

Résultats du test de perte de valeur

Au 30 juin 2015, la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Global Gaz & GNL demeure supérieure à sa valeur comptable.

Pour autant, compte tenu des dynamiques de marché actuelles, le résultat du test demeure particulièrement sensible aux hypothèses retenues au-delà de l'horizon liquide concernant :

- l'évolution des équilibres offre demande ainsi que le rythme et l'ampleur du redressement des prix de vente des hydrocarbures et du GNL ;
- les volumes d'approvisionnements GNL relatifs aux contrats égyptien et yéménite.

Analyses de sensibilité concernant le test de l'UGT *goodwill*

Une augmentation de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 53% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable restant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 50 points de base du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 72% sur ce calcul.

En cas de diminution de 10% des cours des hydrocarbures dans les activités d'exploration-production, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 200 millions d'euros, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de perte de valeur.

En cas de diminution de 1 USD/MMBtu des prix de vente sur les volumes de GNL non contractés à compter de 2018, le risque de dépréciation s'élèverait à environ 900 millions d'euros, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de perte de valeur.

En cas de décalage d'une année de la date de redémarrage de la production de GNL au Yémen, l'excédent de la valeur recouvrable sur la valeur comptable serait diminué de 41%, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable.

3.1.2.3 Rappels concernant la sensibilité du test de perte de valeur de l'UGT Énergie – Central Western Europe (CWE) aux hypothèses relatives à la production d'origine nucléaire en Belgique

L'UGT Énergie - Central Western Europe (CWE) regroupe les activités d'approvisionnement, de négoce et commercialisation de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en France, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne. Le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élève à 8 182 millions d'euros au 30 juin 2015. Les hypothèses clés du test de perte de valeur au 31 décembre 2014 ainsi que les analyses de sensibilité à des variations d'hypothèses clés sont décrites dans la Note 13.3.1 «UGT significatives» des états financiers consolidés au 31 décembre 2014.

Les hypothèses clés de la valorisation de cette UGT retenues dans le test de perte de valeur 2014 n'ont pas évolué de façon défavorable au cours du premier semestre 2015. Dans ce contexte, le Groupe a estimé qu'il n'était pas nécessaire de procéder à une mise à jour complète du test de perte de valeur. Au 30 juin 2015, le Groupe considère compte tenu de son appréciation de l'ensemble des paramètres et des hypothèses clés du test de perte de valeur que la valeur comptable de l'UGT CWE n'est pas supérieure à sa valeur recouvrable.

En revanche, tout comme pour le test annuel de perte de valeur mené en 2014, la valeur recouvrable de l'UGT demeure particulièrement sensible aux hypothèses relatives à la production d'origine nucléaire en Belgique.

La valeur recouvrable de l'UGT tient compte d'une hypothèse de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de seconde génération à l'issue de leur 40^{ème} année d'exploitation. En contrepartie, le calcul de la valeur d'utilité des réacteurs ainsi prolongés tient compte d'une hypothèse de partage de valeur avec l'État Belge. En cas de non prolongation de ces réacteurs à l'issue de leurs 40 années d'exploitation, le risque de dépréciation ressortant du test de perte de valeur 2014 s'élèverait environ à 4 400 millions d'euros.

Les réacteurs de Doel 3 et Tihange 2 sont à l'arrêt depuis le 25 mars 2014, date à laquelle le Groupe avait décidé d'anticiper les arrêts de maintenance programmés de ces deux réacteurs suite aux résultats des tests menés sur des échantillons de matériaux des cuves, conformément au programme d'actions convenu avec l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) lors du redémarrage de ces réacteurs en 2013. Au cours du premier semestre 2015, Electrabel a procédé aux tests et campagnes

d'essais complémentaires qui avaient été demandés fin 2014 et a soumis les résultats obtenus au panel d'experts internationaux sollicités par l'AFCN. Le Groupe finalise la rédaction du dossier de justification qui sera remis à l'AFCN et à qui il reviendra de statuer sur le redémarrage de ces deux réacteurs. Le Groupe demeure confiant quant au redémarrage de ces unités et table sur un redémarrage le 1^{er} novembre 2015. En cas de décision d'arrêt définitif de ces deux réacteurs, le risque de dépréciation de l'UGT *goodwill* ressortant du test de perte de valeur 2014 s'élèverait environ à 2 200 millions d'euros.

Le Parlement a approuvé le 18 juin 2015 la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation des unités de Doel 1 et Doel 2. La Loi du 31 janvier 2003 sur la sortie du nucléaire en Belgique a été modifiée en conséquence : les dates de fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 ont été portées respectivement au 15 février et 1^{er} décembre 2025. Ces décisions de prolongation restent néanmoins soumises à l'approbation de l'AFCN ainsi qu'à la conclusion d'un accord entre l'État belge et le Groupe sur les conditions économiques et financières de cette prolongation. Le Groupe n'effectuera les investissements nécessaires à la prolongation de ces deux unités qu'à la condition que (i) ceux-ci soient économiquement rentables et que (ii) le cadre économique et juridique relatif aux activités nucléaires en Belgique soit clarifié et stabilisé. Dans la mesure où le résultat des négociations concernant la prolongation de Doel 1 et Doel 2 n'était pas encore connu, le test de perte de valeur 2014 reposait sur une hypothèse de fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 dès 2015.

3.1.2.4 Information sur les difficultés d'un projet de construction d'une centrale charbon en Inde

La construction de la centrale charbon de 700 MW de Meenakshi Phase 2 est confrontée à un certain nombre de retards et de difficultés techniques. Afin de faire face à cette situation dans les meilleurs délais, le Groupe a mis en place en juillet 2015 une *task force* d'experts qui est chargée d'évaluer précisément la situation opérationnelle et financière du chantier et de définir et mettre en œuvre un plan d'actions.

Au 30 juin 2015, au regard des informations disponibles à date, le Groupe n'a pas identifié d'éléments remettant en cause la valeur comptable de la centrale en cours de construction soit 365 millions d'euros dans les comptes au 30 juin 2015.

Le Groupe réexaminera les estimations et projections financières relatives à ce projet au vu des éléments qui lui seront communiqués par la *task force* au cours du second semestre 2015.

3.1.3 Restructurations

Les charges de restructuration, d'un montant total de -70 millions d'euros au 30 juin 2015, comprennent -18 millions de coûts externes liés au changement de la marque corporate du Groupe ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -34 millions d'euros dans la branche Énergie Services et -15 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

Les charges de restructurations, d'un montant total de -55 millions d'euros au 30 juin 2014, comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique, dont -28 millions d'euros dans la branche Énergie Europe.

3.1.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2015, les effets de périmètre s'élèvent à -1 million d'euros et ne comprennent pas de montants individuellement significatifs.

Au 30 juin 2014, les effets de périmètre s'élevaient à +521 millions d'euros et comprenaient essentiellement :

- le résultat de +359 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur des 40% d'intérêts précédemment détenus par le Groupe dans Gaztransport & Technigaz (GTT), suite à la prise de contrôle de cette société à l'issue de son introduction en bourse ;
- le résultat de +174 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution, suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que « Titres disponibles à la vente ».

3.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2015			30 juin 2014		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(503)	77	(427)	(552)	64	(489)
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(583)	-	(583)	(617)	-	(617)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	-	10	10	-	8	8
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	(7)	-	(7)	(3)	-	(3)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	67	67	-	56	56
Coûts d'emprunts capitalisés	87	-	87	68	-	68
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(269)	148	(122)	(322)	222	(100)
Soultés décaissées lors du débouclage de swaps	(151)	-	(151)	(222)	-	(222)
Extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	148	148	-	222	222
Charges sur opérations de restructuration de la dette	(118)	-	(118)	(100)	-	(100)
Autres produits et charges financiers	(599)	258	(341)	(545)	214	(331)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(62)	-	(62)	(75)	-	(75)
Désactualisation des autres provisions à long terme	(282)	-	(282)	(260)	-	(260)
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	(66)	-	(66)	(111)	-	(111)
Produits des titres disponibles à la vente	-	46	46	-	36	36
Autres	(188)	212	24	(98)	177	79
RÉSULTAT FINANCIER	(1 371)	483	(889)	(1 419)	500	(919)

La diminution du coût de la dette nette s'explique notamment par les effets positifs liés aux opérations de financement et de restructuration de la dette réalisées par le Groupe, malgré un volume moyen de dette en légère hausse par rapport à fin juin 2014.

3.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2015	30 juin 2014
Résultat net (A)	1 336	2 938
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (B)	(990)	(1 221)
Quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence (C)	258	265
RÉSULTAT AVANT IMPÔT ET QUOTE-PART DU RÉSULTAT NET DES ENTREPRISES MISES EN ÉQUIVALENCE (A)-(B)-(C)=(D)	2 068	3 893
TAUX EFFECTIF D'IMPÔT (B)/(D)	47,9%	31,4%

L'augmentation du taux effectif d'impôt provient essentiellement des éléments suivants :

- l'augmentation des pertes d'Electrabel SA, sans reconnaissance d'actif d'impôt différé, compte tenu de la situation fiscale de cette entité ;
- l'absence de charge d'impôt sur les gains de réévaluation constatés en 2014 suite aux changements de méthodes de consolidation de Gaztransport & Technigaz (GTT) et de la participation du Groupe dans le gestionnaire wallon de réseaux de distribution ;
- la non fiscalisation de la plupart des pertes de valeurs comptabilisées au cours du premier semestre 2015.

Ces éléments sont partiellement compensés par les produits d'impôts nets constatés suite aux règlements de litiges fiscaux en Australie et au Royaume-Uni en 2015.

3.4 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 «Mark-to-market sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Charges de restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2014 ;
- 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 impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- la charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique, dont le Groupe conteste la légalité ;
- 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	30 juin 2015	30 juin 2014
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		1 111	2 508
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		224	430
RÉSULTAT NET		1 336	2 938
Rubriques du passage entre le «Résultat opérationnel courant après quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence» et le «RAO»		400	(904)
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	3.1	(401)	(420)
Pertes de valeur	3.1	740	28
Restructurations	3.1	70	55
Effets de périmètre	3.1	1	(521)
Autres éléments non récurrents	3.1	(11)	(46)
Autres éléments retraités		350	384
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	3.2	7	3
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	3.2	122	100
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	3.2	66	111
Impôt sur les éléments non récurrents		(30)	(2)
Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique		177	197
Part non récurrente de la quote-part du résultat net des entreprises mises en équivalence		9	(25)
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		2 086	2 418
Résultat net récurrent des participations ne donnant pas le contrôle		322	415
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		1 764	2 003

NOTE 4 GOODWILLS ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwills	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
VALEUR BRUTE			
Au 31 décembre 2014	27 102	15 841	109 446
Acquisitions et constructions d'immobilisations	-	285	2 523
Cessions d'immobilisations	-	(176)	(549)
Variations de périmètre	35	2	66
Autres variations	-	54	1
Écarts de conversion	300	174	1 863
AU 30 JUIN 2015	27 438	16 179	113 351
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR			
Au 31 décembre 2014	(5 880)	(8 272)	(45 414)
Dotations aux amortissements	-	(356)	(2 044)
Pertes de valeur	-	(88)	(454)
Cessions d'immobilisations	-	144	207
Variations de périmètre	-	2	(3)
Autres variations	-	3	17
Écarts de conversion	(4)	(74)	(697)
AU 30 JUIN 2015	(5 884)	(8 641)	(48 387)
VALEUR NETTE COMPTABLE			
Au 31 décembre 2014	21 222	7 569	64 032
AU 30 JUIN 2015	21 554	7 538	64 963

Les pertes de valeur sur actifs corporels et incorporels s'élèvent à 542 millions d'euros au 30 juin 2015. Elles portent notamment sur (i) les actifs corporels d'un champ gazier en cours de développement en Mer du Nord britannique (228 millions d'euros), (ii) les actifs corporels d'une installation de regazéification en Amérique du Nord (194 millions d'euros), (iii) une licence d'exploration d'un bloc gazier au Qatar (cf. Note 3.1.2 «Pertes de valeur»).

Les cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles nettes de -374 millions d'euros comprennent notamment des cessions d'intérêts dans des licences d'exploration-production en Indonésie et en Norvège pour -233 millions d'euros ainsi que des cessions de biens immobiliers pour -102 millions d'euros.

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations corporelles proviennent essentiellement de l'évolution par rapport à l'euro du dollar américain (+854 millions d'euros), de la livre sterling (+236 millions d'euros) et du baht thaïlandais (+100 millions d'euros).

NOTE 5 INSTRUMENTS FINANCIERS

5.1 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	30 juin 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 093	-	3 093	2 893	-	2 893
Prêts et créances au coût amorti	2 894	20 034	22 928	2 960	22 483	25 443
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 894	777	3 670	2 960	925	3 885
Clients et autres débiteurs	-	19 257	19 257	-	21 558	21 558
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 448	6 486	9 934	2 733	9 337	12 069
Instruments financiers dérivés	3 448	5 349	8 797	2 733	7 886	10 619
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	1 137	1 137	-	1 450	1 450
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	9 982	9 982	-	8 546	8 546
TOTAL	9 435	36 503	45 938	8 585	40 366	48 951

5.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros	
Au 31 décembre 2014	2 893
Acquisitions	166
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(8)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	-
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	5
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(25)
Variations de périmètre, change et divers	63
Au 30 JUIN 2015	3 093

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 093 millions d'euros au 30 juin 2015 et se répartissent entre 1 521 millions d'euros de titres cotés et 1 572 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 406 millions d'euros et 1 487 millions d'euros au 31 décembre 2014).

5.2 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 30 juin 2015 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	27 791	11 113	38 904	28 024	10 297	38 321
Instruments financiers dérivés	3 137	3 803	6 940	3 020	5 895	8 915
Fournisseurs et autres créanciers	-	15 407	15 407	-	18 799	18 799
Autres passifs financiers	235	-	235	286	-	286
TOTAL	31 163	30 322	61 485	31 329	34 991	66 320

5.3 Endettement financier net

5.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	27 444	10 221	37 664	27 748	9 108	36 855
Impact du coût amorti	130	61	191	(80)	510	430
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	217	33	250	356	47	403
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	798	798	-	633	633
DETTES FINANCIÈRES	27 791	11 113	38 904	28 024	10 297	38 321
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	291	129	419	226	175	401
DETTE BRUTE	28 082	11 241	39 323	28 249	10 472	38 722
Actifs liés au financement	(50)	(17)	(66)	(55)	(16)	(71)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(50)	(17)	(66)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(820)	(820)	-	(808)	(808)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(317)	(317)	-	(643)	(643)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 982)	(9 982)	-	(8 546)	(8 546)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(1 098)	(237)	(1 335)	(978)	(165)	(1 143)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 098)	(11 356)	(12 454)	(978)	(10 162)	(11 140)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	26 934	(132)	26 802	27 216	295	27 511
Encours des dettes financières	27 444	10 221	37 664	27 748	9 108	36 855
Actifs liés au financement	(50)	(17)	(66)	(55)	(16)	(71)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(820)	(820)	-	(808)	(808)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(9 982)	(9 982)	-	(8 546)	(8 546)
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	27 394	(598)	26 796	27 693	(262)	27 430

(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 juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

La juste valeur de la dette financière brute s'élève à 40 862 millions d'euros au 30 juin 2015 pour une valeur comptable de 38 904 millions d'euros.

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

Au cours du premier semestre 2015, les variations de change se sont traduites par une augmentation de 563 millions d'euros de l'endettement net (dont 317 millions d'euros sur le dollar américain, 141 millions d'euros sur la livre sterling et 56 millions d'euros sur le baht thaïlandais).

Les incidences des variations de périmètre de la période sont non significatives.

5.3.1.2 Opérations de financement et de refinancement

Le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours du premier semestre 2015 :

- Réalisation le 13 mars 2015 d'une émission obligataire d'un montant total de 2,5 milliards d'euros dont :
 - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 0,0% et arrivant à échéance en 2017 ;
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 0,5% et arrivant à échéance en 2022 ;
 - une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 1,0% et arrivant à échéance en 2026 ;
 - une tranche de 500 millions d'euros portant un coupon de 1,5% et arrivant à échéance en 2035.
- Rachat le 5 juin 2015 de souches obligataires représentant un montant nominal de 635 millions d'euros dont :
 - 91 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3% et arrivant à échéance en février 2023 ;
 - 44 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 3,5% et arrivant à échéance en octobre 2022 ;
 - 203 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 2,625% et arrivant à échéance en juillet 2022 ;
 - 297 millions d'euros d'obligations portant un coupon de 6,125% et arrivant à échéance en février 2021.
- Remboursement des emprunts obligataires suivants arrivés à échéance au cours du premier semestre 2015 :
 - 750 millions d'euros d'emprunts obligataires GDF SUEZ SA portant un coupon de 5% et arrivés à échéance le 23 février 2015 ;
 - 454 millions d'euros d'emprunts obligataires Electrabel portant coupon à 4,75% arrivés à échéance le 10 avril 2015 ;
 - 451 millions d'euros d'emprunts obligataires Belgelec Finance portant coupon à 5,125% arrivés à échéance le 24 juin 2015.

5.4 Instruments financiers dérivés

5.4.1 Instruments financiers dérivés actifs

En millions d'euros	30 juin 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 098	237	1 335	978	165	1 143
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 452	4 999	6 451	716	7 653	8 369
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	898	114	1 011	1 038	68	1 107
TOTAL	3 448	5 349	8 797	2 733	7 886	10 619

(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.

5.4.2 Instruments financiers dérivés passifs

En millions d'euros	30 juin 2015			31 déc. 2014		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	291	129	419	226	175	401
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 578	3 542	5 120	945	5 619	6 564
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments ⁽¹⁾	1 269	133	1 401	1 849	101	1 950
TOTAL	3 137	3 803	6 940	3 020	5 895	8 915

(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.

5.4.3 Détail de la juste valeur des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières

En millions d'euros	30 juin 2015				31 déc. 2014			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	1 452	2 398	(1 578)	(2 166)	716	2 012	(945)	(2 218)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	2 601	-	(1 375)	-	5 641	-	(3 401)
TOTAL	1 452	4 999	(1 578)	(3 542)	716	7 653	(945)	(5 619)

5.4.4 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2015, le Groupe n'a procédé à aucun changement significatif de classification d'instruments financiers et n'a constaté aucun transfert significatif entre différents niveaux de juste valeur.

NOTE 6 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 2014.

6.1 Risques de marché

6.1.1 Risques de marché sur matières premières

6.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 30 juin 2015 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure, notamment, où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

Analyse de sensibilité⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	30 juin 2015	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	271	12
Gaz naturel	+3 €/MWh	(242)	(145)
Electricité	+5 €/MWh	(17)	2
Charbon	+10 \$US/ton	118	10
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	131	-
EUR/USD	+10%	(323)	3
EUR/GBP	+10%	(9)	-
GBP/USD	+10%	2	-

(1) Les sensibilités, présentées ci-dessus, portent uniquement sur les instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés à des fins de couverture dans le cadre des activités de *portfolio management*.

6.1.1.2 Activités de *trading*

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 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 résulte de l'agrégation des VaR des entités de *trading* du Groupe.

Value at Risk

En millions d'euros	30 juin 2015	2015 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2015 ⁽²⁾	Minimum 2015 ⁽²⁾
Activités de trading	2	6	14	2

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2015.

6.1.2 Risque de change

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change) et des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

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

En millions d'euros	30 juin 2015		
	Impact sur le résultat après impact des dérivés	Impact des dérivés	Impact sur les capitaux propres
	+ 10%	- 10%	- 10%
Passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leurs états de situation financière ⁽¹⁾	(51)	51	-
Instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net ⁽²⁾	-	-	393

(1) Hors dérivés qualifiés de couvertures d'investissement net.

(2) Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

6.1.3 Risque de taux d'intérêt

L'analyse de sensibilité a été établie sur la base de la situation de l'endettement net (y compris instruments financiers dérivés de taux d'intérêt et de change liés à la dette nette) à la date de clôture.

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 100 points de base par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

En millions d'euros	30 juin 2015			
	Impact sur le résultat après impact des dérivés		Impact sur les capitaux propres	
	+100 points de base	-100 points de base	+100 points de base	-100 points de base
Nominal de la dette nette à taux variable et jambes à taux variable des dérivés	(33)	33	-	-
Dérivés non qualifiés de couverture	73	(87)	-	-
Dérivés de couvertures de flux de trésorerie	-	-	574	(539)

6.2 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.

Au 30 juin 2015, les ressources bancaires représentent 20% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 624 millions d'euros de dettes obligataires, soit 63% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 15% de la dette brute et s'élèvent à 5 419 millions d'euros au 30 juin 2015.

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), diminuée des découverts bancaires s'élève à 10 421 millions d'euros au 30 juin 2015.

Le montant des facilités de crédit confirmées représente 14 290 millions d'euros au 30 juin 2015, dont 13 623 millions d'euros de lignes disponibles. 89% des lignes de crédit disponibles sont centralisées.

Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge

Au 30 juin 2015, 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 :

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 624	6	2 363	2 998	1 710	941	15 606
Emprunts bancaires	6 222	1 045	1 240	991	572	255	2 120
Billets de trésorerie	5 419	5 297	122	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	667	63	19	11	11	10	552
Emprunts sur location-financement	590	8	16	68	12	302	183
Autres emprunts	762	115	200	223	75	44	104
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	381	381	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	37 664	6 914	3 959	4 292	2 381	1 552	18 566
Actifs liés au financement	(66)	(2)	(2)	(1)	-	-	(62)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(820)	(820)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(9 982)	(9 982)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET APPELS DE MARGE	26 796	(3 890)	3 957	4 292	2 381	1 552	18 504

Facilités de crédit confirmées non utilisées

Au 30 juin 2015, les échéances des facilités de crédit confirmées non utilisées sont les suivantes :

En millions d'euros	Total	2015	2016	2017	2018	2019	Au-delà de 5 ans
Programmes de facilités de crédit confirmées non	13 623	395	1 330	1 267	4 827	210	5 594

La maturité du crédit syndiqué de 5 milliards d'euros a été prorogée d'un an, portant celle-ci à avril 2020.

Au 30 juin 2015, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

NOTE 7 LITIGES ET CONCURRENCE

Le Groupe est engagé dans le cours normal de ses activités dans un certain nombre de litiges et procédures au titre de la concurrence avec des tiers ou avec des autorités judiciaires et/ou administratives (y compris fiscales).

Cette note décrit les évolutions marquantes survenues dans les procédures présentées dans la Note 28 des états financiers consolidés au 31 décembre 2014 ainsi que les nouveaux litiges nés au cours du premier semestre 2015.

Le montant des provisions pour litiges s'élève à 687 millions d'euros au 30 juin 2015 contre 891 millions d'euros au 31 décembre 2014.

7.1 Litiges et arbitrages

7.1.1 OPR sur Electrabel

Par arrêt du 26 mars 2015, la Cour d'Appel de Bruxelles a déclaré la demande de complément de prix de Deminor et consorts recevable mais non fondée et les a condamnés à verser à GDF SUEZ SA 33 000 euros de dépens. La décision est devenue définitive.

7.1.2 La Compagnie du Vent

Dans le cadre du litige introduit le 14 mars 2013 par SOPER et Jean-Michel Germa devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre GDF SUEZ et La Compagnie du Vent (LCV), aux fins de voir prononcée la nullité des décisions prises lors de l'assemblée des associés de LCV du 27 mai 2011, SOPER et Jean-Michel Germa ont été déboutés de leurs demandes par un jugement du 26 janvier 2015. Ces derniers ont formé appel du jugement le 13 février 2015 et la procédure est pendante devant la Cour d'Appel de Montpellier.

7.1.3 Contestation d'une décision de la CREG approuvant les tarifs d'injection d'ELIA

Le 14 juin 2013, Febeliec (association représentative des consommateurs industriels d'énergie) a introduit devant la Cour d'Appel de Bruxelles une procédure en annulation visant la décision de la CREG du 16 mai 2013, qui validait la nouvelle proposition tarifaire d'ELIA pour la période 2012-2015. Electrabel est intervenue volontairement dans cette procédure afin de défendre les tarifs approuvés le 16 mai 2013. Par arrêt du 25 mars 2015, la Cour d'Appel a rejeté les prétentions de Febeliec.

7.1.4 Argentine

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI avait reconnu la responsabilité de l'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. La détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis devait être fixée par des experts.

Faisant suite à la remise en septembre 2013 d'un rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires, ainsi qu'à une série d'audiences qui se sont tenues en 2014, le CIRDI 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. Une nouvelle étape s'ouvre à présent, afin d'obtenir la mise en œuvre de la décision du CIRDI. Cette décision est susceptible de recours de la part de la République Argentine. Un rapport d'expert sur la concession de Santa Fé a par ailleurs été remis au CIRDI en avril 2014, vis-à-vis duquel la procédure suit son cours. La décision du CIRDI devrait être rendue en 2015.

Pour mémoire, SUEZ et SUEZ Environnement ont – préalablement à la fusion de SUEZ avec Gaz de France et à l'introduction en bourse de SUEZ Environnement Company – conclu un accord portant transfert économique au profit de SUEZ Environnement des droits et obligations liés aux participations détenues par SUEZ dans Aguas Argentinas (AASA) et Aguas Provinciales de Santa Fe (APSF).

7.1.5 Fos Cavaou - Construction

La sentence rendue par le Tribunal arbitral le 13 février 2015 a été exécutée.

Un recours en annulation devant le Conseil d'État a été formé par Fosmax LNG. La requête a été déposée le 18 février 2015 et le mémoire complémentaire le 18 Juin 2015.

7.1.6 Contestation des contributions nucléaires en Belgique

Le 26 juin 2015, Electrabel a introduit devant la Cour constitutionnelle un recours en annulation de la loi du 19 décembre 2014 qui a instauré une contribution nucléaire de 407 millions d'euros à la charge d'Electrabel au titre de l'année 2014.

7.1.7 Réclamation d'E.On portant sur les contributions nucléaires en Allemagne et en Belgique

Le 26 novembre 2014, E.On Kernkraft GmbH (ci-après «E.On») a déposé une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale (CCI) contre Electrabel. E.On réclame (i) le paiement par Electrabel, d'une partie de la contribution nucléaire allemande, se montant approximativement à 35,9 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire belge payée par E.On se montant approximativement à 200 millions d'euros plus les intérêts.

Electrabel a introduit des demandes reconventionnelles : Electrabel conteste ces réclamations et a déposé une réponse auprès de la CCI. Pour sa part, Electrabel réclame (i) le paiement du montant total facturé à E.On pour la contribution nucléaire belge et non réglé, se montant approximativement à 93 millions d'euros plus les intérêts et (ii) le remboursement de la contribution nucléaire allemande payée par Electrabel, se montant approximativement à 190 millions d'euros plus les intérêts.

7.1.8 Tihange 1 – Belgique

Le recours introduit par Greenpeace comme en référé devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été plaidé le 16 mars 2015. Le recours de Greenpeace a été jugé irrecevable le 1^{er} juin 2015. Greenpeace a interjeté appel de cette décision.

7.1.9 Éoliennes Maestrale - Italie

Le 13 février 2013, le Groupe, via sa filiale International Power, avait cédé 80% du capital de IP Maestrale et de ses filiales à la société italienne ERG.

Le 5 novembre 2014, ERG a notifié à la société International Power Consolidated Holdings Limited, Groupe ENGIE, que le Ministère italien du développement économique avait révoqué par décret les subventions permises par la Loi dite «Maestrale» n°488/1192. En application du décret, les sociétés concernées doivent rembourser les subventions déjà payées, plus intérêts, dans les 60 jours de la notification. ERG réclame au Groupe le remboursement des pertes subies (environ 45,8 millions d'euros) et ce au titre du contrat de cession des sociétés concernées.

Le 30 janvier 2015, les sociétés concernées ont déposé un recours extraordinaire auprès du Président de la République italienne pour contester et obtenir la révocation de ces décrets.

7.1.10 Total Energie Gaz

GDF SUEZ, Total Gas & Power et Total Energie Gaz ont signé le 24 juin 2015 un protocole transactionnel mettant un terme à leurs différends au regard de plusieurs demandes de révision de prix concernant d'une part un contrat de fourniture entre Total Energie Gaz et GDF SUEZ et d'autre part un contrat d'approvisionnement entre Total Gas & Power et GDF SUEZ.

7.2 Concurrence et concentrations

7.2.1 Marchés de la fourniture de gaz et d'électricité en France

Les services de l'Autorité de la concurrence ont communiqué le 27 mars 2015 à GDF SUEZ 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. L'autorité de la concurrence avait également fait l'objet d'une saisine similaire de la part de Direct Energie le 15 avril 2014. L'enquête se poursuit et le Groupe apporte sa collaboration à l'enquête.

NOTE 8 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées au cours de la période n'ont pas eu d'incidence significative sur la situation financière ou les résultats du Groupe au 30 juin 2015.

NOTE 9 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Electrabel et le Gouvernement fédéral belge ont conclu le 29 juillet 2015 un accord de principe sur les conditions de prolongation de dix ans de l'exploitation des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 ainsi que sur les modalités d'évaluation de la Contribution de Répartition Nucléaire pour le secteur concernant les unités de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.

Les étapes à venir incluront :

- l'accord de l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire concernant la prolongation des unités Doel 1 et 2 ;
- la rédaction d'un projet de loi qui sera déposé à la rentrée parlementaire ;
- la signature d'une convention déclinant les principes énoncés dans la loi.

04 DÉCLARATION DU RESPONSABLE DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

J'atteste que, à ma connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2015 sont établis conformément aux normes comptables applicables et donnent une image fidèle du patrimoine, de la situation financière et du résultat de la Société et de l'ensemble des entreprises comprises dans la consolidation, et que le rapport semestriel d'activité présente un tableau fidèle des événements importants survenus pendant les six premiers mois de l'exercice, de leur incidence sur les comptes semestriels, des principales transactions entre parties liées, ainsi que des principaux risques et principales incertitudes pour les six mois restants de l'exercice.

Courbevoie, le 29 juillet 2015

Le Président-Directeur Général

Gérard Mestrallet

05 RAPPORT DES COMMISSAIRES AUX COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

Aux actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par votre assemblée générale et en application de l'article L.451-1-2 III du Code monétaire et financier, nous avons procédé à :

- l'examen limité des comptes consolidés condensés semestriels de la société ENGIE, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2015, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes consolidés condensés semestriels ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration dans un contexte, qui prévalait déjà à la clôture de l'exercice précédent, de volatilité importante des marchés dont les conséquences rendent difficile l'appréhension des perspectives économique à moyen terme. Ce contexte est décrit dans la note 1.2 « Utilisation d'estimation et du jugement » des notes aux comptes consolidés condensés semestriels. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

I- Conclusion sur les comptes

Nous avons effectué notre examen limité selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. Un examen limité consiste essentiellement à s'entretenir avec les membres de la direction en charge des aspects comptables et financiers et à mettre en œuvre des procédures analytiques. Ces travaux sont moins étendus que ceux requis pour un audit effectué selon les normes d'exercice professionnel applicables en France. En conséquence, l'assurance que les comptes, pris dans leur ensemble, ne comportent pas d'anomalies significatives obtenue dans le cadre d'un examen limité est une assurance modérée, moins élevée que celle obtenue dans le cadre d'un audit.

Sur la base de notre examen limité, nous n'avons pas relevé d'anomalies significatives de nature à remettre en cause la conformité des comptes consolidés condensés semestriels avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

Sans remettre en cause la conclusion exprimée ci-dessus, nous attirons votre attention sur la note 1.3 « Méthodes comptables » de l'annexe aux comptes consolidés condensés semestriels qui expose les incidences de la première application de l'interprétation IFRIC 21 – Taxes.

II- Vérification spécifique

Nous avons également procédé à la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité commentant les comptes consolidés condensés semestriels sur lesquels a porté notre examen limité.

Nous n'avons pas d'observation à formuler sur leur sincérité et leur concordance avec les comptes consolidés condensés semestriels.

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 29 juillet 2015

Les Commissaires aux Comptes

DELOITTE & ASSOCIES

Véronique Laurent

ERNST & YOUNG et Autres

Pascal Macioce

Ce document a été réalisé par le Groupe ENGIE.
Il est disponible sur le site gdfsuez.com où l'ensemble des publications du Groupe peut être consulté et téléchargé.



ENGIE : SA au capital de 2 435 285 011 euros
RCS Nanterre 542 107 651
Siège Social : 1, place Samuel de Champlain, 92400 Courbevoie
T +33 (1) 41 20 10 00 - F +33 (1) 41 20 10 10
gdfsuez.com

