

GDF SUEZ

RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL **2011**

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

PROFIL DE GDF SUEZ

GDF SUEZ inscrit la croissance responsable au cœur de ses métiers pour relever les grands enjeux énergétiques et environnementaux : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d’approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l’utilisation des ressources.

Le Groupe propose des solutions performantes et innovantes aux particuliers, aux villes et aux entreprises en s’appuyant sur un portefeuille d’approvisionnement gazier diversifié, un parc de production électrique flexible et peu émetteur de CO₂ et une expertise unique dans quatre secteurs clés : le gaz naturel liquéfié, les services à l’efficacité énergétique, la production indépendante d’électricité et les services à l’environnement.

GDF SUEZ compte 218 350 collaborateurs dans le monde pour un chiffre d’affaires en 2010 de 84,5 milliards d’euros. Coté à Bruxelles, Luxembourg et Paris, le Groupe est représenté dans les principaux indices internationaux : CAC 40, BEL 20, DJ Stoxx 50, DJ Euro Stoxx 50, Euronext 100, FTSE Eurotop 100, MSCI Europe, ASPI Eurozone et ECPI Ethical Index EMU.

218 350 collaborateurs dans près de **70** pays

- dont **62 900** dans l’électricité et le gaz naturel
- et **155 450** dans les services

84,5 milliards d’euros de chiffre d’affaires en 2010

11 milliards d’euros d’investissements par an sur la période 2011-2013

113 GW de capacités de production électrique installées

1^{er} producteur indépendant d’électricité dans le monde

1^{er} fournisseur de services d’efficacité énergétique et environnementale en Europe

Un portefeuille d’approvisionnement gazier de **1 200** TWH

1^{er} acheteur de gaz naturel et importateur de gaz naturel liquéfié en Europe

2^e fournisseur de services à l’environnement dans le monde

SOMMAIRE

	PAGE		PAGE
1		4	
RAPPORT D'ACTIVITÉ	3	DÉCLARATION DES PERSONNES RESPONSABLES DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL	59
1 Évolution de l'activité et du résultat des opérations	3	5	
2 Évolution des métiers du groupe	6	RAPPORT DES COMMISSAIRES AU COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE	61
3 Autres éléments du compte de résultat	16		
4 Évolution de l'Endettement net	17		
5 Autres postes de l'état de situation financière	19		
6 Transactions avec les parties liées	20		
7 Description des principaux risques et incertitudes pour les six mois restants de l'exercice	20		
8 Perspectives	20		
2			
COMPTES CONSOLIDÉS	21		
État de situation financière	21		
Compte de résultat	23		
État du résultat global	24		
État des flux de trésorerie	25		
État des variations des capitaux propres	26		
3			
NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS	27		
Informations relatives au Groupe GDF Suez	27		
Note 1 Référentiel et principes comptables	27		
Note 2 Principales variations de périmètre	29		
Note 3 Information sectorielle	35		
Note 4 Compte de résultat	40		
Note 5 Goodwill et Immobilisations	43		
Note 6 Participations dans les entreprises associées	44		
Note 7 Instruments financiers	45		
Note 8 Gestion des risques liés aux instruments financiers	49		
Note 9 Paiements fondés sur des actions	54		
Note 10 Litiges et concurrence	56		
Note 11 Transactions avec les parties liées	57		
Note 12 Événements postérieurs à la clôture	57		

RAPPORT D'ACTIVITÉ

Les résultats du Groupe GDF SUEZ sur le premier semestre 2011 sont robustes, en dépit de contextes de marché encore difficiles, notamment caractérisés par des conditions climatiques exceptionnellement chaudes, en France comme en Belgique, ainsi que par la persistance du phénomène de décorrélation gaz/pétrole dans un environnement de prix globalement incertain et volatil.

Le chiffre d'affaires de 45,7 milliards d'euros est en progression brute de + 7,9 % (croissance organique de + 2,7 %) par rapport au premier semestre 2010. Cette croissance provient du fort développement du Groupe à l'International, de l'intégration d'International Power depuis février 2011, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, notamment dans l'Exploration-Production et le GNL ainsi que des bonnes performances des activités de SUEZ Environnement.

L'EBITDA, qui s'élève à 8,9 milliards d'euros, est en croissance brute de + 8,2 % (décroissance organique de - 1,1 %). Cette progression brute s'explique par la contribution d'International Power, l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe qui témoignent d'un programme d'investissement performant, mais également par la croissance des métiers de l'environnement ainsi que par la reprise des activités de services. Corrigée des impacts climatiques, la croissance organique de l'EBITDA serait positive.

Le résultat opérationnel courant est en très légère croissance brute (+ 0,3 %), impacté par l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions résultant des regroupements d'entreprises et des mises en service intervenues sur la période. Cet agrégat est également impacté par un effet comptable et non récurrent de *mark-to-market* en lien avec la comptabilisation du regroupement d'entreprises d'International Power.

Le résultat net part du Groupe s'élève à 2,7 milliards d'euros, en recul par rapport à celui du 30 juin 2010 qui se caractérisait par un certain nombre de cessions d'actifs et la réévaluation de titres précédemment détenus dans le cadre de regroupement d'entreprises.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle s'établit à 8,7 milliards d'euros, en hausse de + 8,0 % par rapport au 30 juin 2010, en lien avec l'évolution de l'EBITDA.

La dette nette, à 40,7 milliards d'euros à fin juin 2011, diminue de 2,1 milliards d'euros par rapport au niveau pro forma de la dette 2010, y compris International Power. Cette évolution s'explique notamment par un bon niveau de génération de cash flows ainsi que par des effets de change favorables à hauteur de près de 800 millions d'euros. Cette dette ne prend pas encore en compte le paiement de 1,1 milliard d'euros perçus le 12 juillet 2011 au titre de la cession de 25 % de GRT Gaz au consortium CDC/CNP.

1 ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %	Rappel décembre 2010
CHIFFRE D'AFFAIRES	45 678	42 346	7,9 %	84 478
EBITDA	8 865	8 194	8,2 %	15 086
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(3 425)	(2 817)		(5 899)
Charges nettes décaissées des concessions	(140)	(119)		(265)
Paiements en actions	(70)	(43)		(126)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 231	5 215	0,3 %	8 795

ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Le **chiffre d'affaires** du Groupe au 30 juin 2011 s'établit à 45,7 milliards d'euros, en hausse de + 7,9 % par rapport au premier semestre 2010. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 2,7 %.

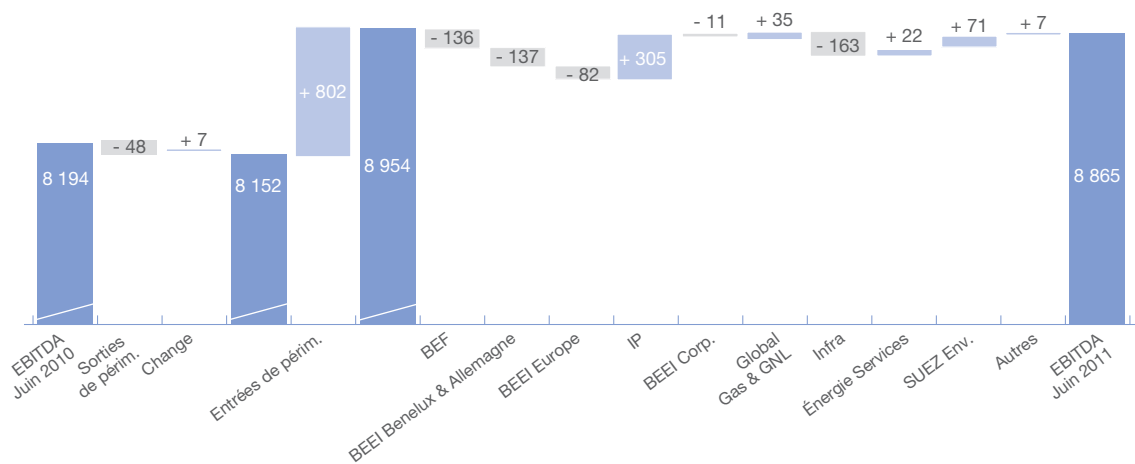
Les effets de périmètre ont un impact de + 2 239 millions d'euros.

- Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 2 864 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à l'entrée des entités d'International Power, à l'impact de l'intégration globale d'Agbar chez SUEZ Environnement, à la réorganisation des activités du Groupe auparavant réalisées en partenariat avec ACEA en Italie ainsi qu'à l'entrée au périmètre des activités de Services des sociétés Utilicom, Pro-Énergie et Thion – Ne Varietur.
- Les sorties de périmètre s'élèvent à 625 millions d'euros et concernent essentiellement la cession d'Adeslas (pôle santé d'Agbar) chez SUEZ Environnement.

Les effets de change ont un impact au global négligeable de - 47 millions d'euros.

Toutes les Branches du Groupe connaissent une croissance de leur chiffre d'affaires contributif, en brut comme en organique à l'exception de la Branche Énergie France, impactée par une baisse sensible de ses ventes, du fait principalement d'un climat particulièrement chaud sur la période et d'une base de comparaison défavorable en raison du climat particulièrement froid au 1^{er} semestre 2010.

L'**EBITDA** progresse de + 8,2 % pour s'établir à 8,9 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul organique de - 1,1 %.



ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Les effets de périmètre ont un impact net de + 754 millions d'euros.

- Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 802 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent aux opérations déjà évoquées ci-avant, portées par les Branches Énergie Europe & International (dont 552 millions d'euros liés à International Power et Hidd Power), SUEZ Environnement et Énergie Services.
- Les sorties de périmètre représentent 48 millions d'euros et concernent principalement la cession d'Adeslas en Espagne.

Les impacts de change sont négligeables, à + 7 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à - 89 millions d'euros (- 1,1 %), hors correction climatique :

- L'EBITDA de la Branche Énergie France est en fort recul organique (- 18,5 %), les activités de commercialisation et de production d'électricité ayant été très significativement impactées par les conditions climatiques exceptionnellement chaudes (ventes de gaz naturel) et sèches (hydraulicité moindre) de ce premier semestre ;
- L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne est lui aussi en recul organique (- 10,4 %) du fait de la contraction des marges électriques (prix moindres), de l'effet climatique négatif principalement sur les ventes de gaz ainsi que de la non-reconduction des éléments non récurrents ayant impactés positivement les résultats du premier semestre 2010 (reprise de provisions sur les taxes pour sites non utilisés) ;
- L'EBITDA de la Division GDF SUEZ Énergie Europe (- 13,9 %) connaît la même tendance que celui de la Division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne. Il est impacté négativement par les conditions de marché peu favorables en Europe (prix, volumes, climat, régulation) ainsi que par la non-reconduction d'éléments non récurrents positifs du premier semestre 2010 ;
- La Division International Power, en revanche, est en forte croissance organique (+ 25,7 %), avec un EBITDA tiré par les

performances opérationnelles des activités réalisées en Amérique latine et Amérique du Nord ;

- La Branche Global Gaz & GNL renoue avec une croissance organique de son EBITDA (+ 3,1 %), la bonne performance des activités d'Exploration-Production (effets volumes des mises en service récentes et effets prix positifs sur le Brent), des activités de GNL (accroissement des re-routages de cargaisons) permettant dorénavant de compenser les effets défavorables du spread gaz/pétrole ainsi que la contraction des ventes aux Grands Comptes Européens ;
- La Branche Infrastructures voit son EBITDA reculer de - 8,9 %, la mise en service du terminal de regazéification de Fos Cavaou, les augmentations de tarifs de transport et de distribution n'arrivant pas à compenser les effets de l'aléa climatique exceptionnel du premier semestre 2011 ;
- La Branche Énergie Services connaît une croissance organique de son EBITDA de + 4,6 %, ce qui démontre sa capacité à capter les effets bénéfiques de la reprise dans certains secteurs ;
- SUEZ Environnement bénéficie d'une bonne activité organique de ses métiers (EBITDA + 6,9 %) sous l'effet de volumes en croissance et de prix des matières premières secondaires élevés dans les déchets, de la croissance très soutenue d'Agbar et d'une progression de l'International hors surcoûts du projet Melbourne.

Le résultat opérationnel courant est stable par rapport au premier semestre 2010 et s'établit à 5,2 milliards d'euros. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en recul organique de - 6,3 %. Ce recul, plus important que celui observé pour l'EBITDA, est lié à l'augmentation des dotations nettes aux amortissements et provisions, celle-ci résultant de l'effet des mises en service intervenues sur la période. La charge d'amortissement intègre par ailleurs l'impact d'un effet comptable et non récurrent (- 90 millions d'euros) de mark-to-market en lien avec l'intégration d'International Power.

2 ÉVOLUTION DES MÉTIERS DU GROUPE

2.1 BRANCHE ÉNERGIE FRANCE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	7 401	8 089	- 8,5 %
EBITDA (A)	598	732	- 18,3 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(236)	(205)	
Paievements en actions (C)	(3)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	359	525	- 31,6 %

Volumes vendus par la Branche

<i>En TWh</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation en %
Ventes de gaz	131	173	- 24 %
Ventes d'électricité	18,3	18,9	- 3 %

Correction climatique France

<i>En TWh</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation
Volume de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	- 16,1	+ 14,4	30,5

À fin juin 2011, le chiffre d'affaires contributif de la Branche Énergie France s'élève à 7 401 millions d'euros, en recul de 8,5 % par rapport au 30 juin 2010.

Cette évolution résulte pour :

- + 8 millions d'euros d'effets périmètre (impact des acquisitions du second semestre 2010 dans les Services à l'Habitat) ;
- - 1 650 millions d'euros d'effets volume (essentiellement baisse des ventes de gaz) ;
- + 944 millions d'euros d'effets prix (impact notamment de la hausse des tarifs de gaz d'avril et de juillet 2010) ;
- + 10 millions d'euros d'effets divers.

Les ventes de gaz naturel s'établissent à 131 TWh en recul de - 24 % par rapport au premier semestre 2010, soit - 42 TWh. Cette baisse s'explique principalement par le climat (impact 30,5 TWh :

le premier semestre 2011 est particulièrement chaud alors que le premier semestre 2010 était froid), par un marché à climat constant qui serait toutefois en contraction et dans une moindre mesure, par les pertes de clients vers d'autres fournisseurs. Fin juin 2011, GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 88 % sur le marché des particuliers et d'environ 70 % sur le marché d'affaires.

Les ventes d'électricité atteignent 18,3 TWh contre 18,9 TWh au premier semestre 2010. La progression du portefeuille de clients particuliers (qui dépasse désormais 1 million de clients, pour un nombre total de sites-clients particuliers et professionnels de 1 220 000) étant compensée notamment par la mauvaise hydraulité et la baisse des ventes sur les marchés de gros.

La production d'électricité est en effet en retrait de - 9 % ; l'impact du développement des parcs éoliens et de la mise en service en 2010 de nouvelles centrales thermiques étant plus que compensé par la très mauvaise hydraulité du printemps 2011.

L'**EBITDA** est en retrait de 134 millions d'euros principalement du fait de la baisse des ventes (climat et hydraulité). De plus, sur le premier semestre 2010, un retard tarifaire de 58 millions d'euros avait été enregistré contre 73 millions d'euros constaté sur le premier trimestre 2011.

Le **résultat opérationnel courant** recule de 32 millions d'euros de plus que l'**EBITDA** avec la progression des dotations aux amortissements en lien avec le développement du parc de production.

Évolution des tarifs

Tarifs de distribution publique

Le tableau ci-dessous présente le niveau moyen des évolutions de tarifs de distribution publique (DP) décidées depuis 2009. Les tarifs sont restés stables entre juillet 2010 et mars 2011. La forte hausse des coûts d'approvisionnement en gaz a conduit à une augmentation de 2,45 €/MWh au premier avril 2011.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1 ^{er} janvier	- € par MWh
1 ^{er} avril	- 5,28 ⁽¹⁾ € par MWh
2010	
1 ^{er} avril	4,03 € par MWh
1 ^{er} juillet	2,28 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
2011	
1 ^{er} janvier	- € par MWh
1 ^{er} avril	2,45 € par MWh

(1) Le mouvement sur le tarif B1 au 1^{er} avril 2009 est de - 4,63 €/MWh.

Tarifs à souscription

Les tarifs sont révisables trimestriellement, les révisions prenant en compte l'évolution du cours euro/dollar, l'évolution du prix d'un panier de produits pétroliers et l'évolution des cours du gaz naturel sur la place TTF.

Année	Niveau moyen de modification tarifaire
2009	
1 ^{er} janvier	- 8,52 € par MWh
1 ^{er} avril	- 9,69 € par MWh
1 ^{er} juillet	1,38 € par MWh
1 ^{er} octobre	3,88 € par MWh
2010	
1 ^{er} janvier	0,48 € par MWh
1 ^{er} avril	1,41 € par MWh
1 ^{er} juillet	3,14 € par MWh
1 ^{er} octobre	- € par MWh
2011	
1 ^{er} janvier	- 0,58 € par MWh
1 ^{er} avril	3,29 € par MWh

2.2 BRANCHE ÉNERGIE EUROPE & INTERNATIONAL

2.2.1 Chiffres clés

En millions d'euros	30 juin 2011				30 juin 2010				Variation brute en %
	Benelux/Allemagne	Europe	International Power	Total *	Benelux/Allemagne	Europe	International Power **	Total *	
CHIFFRE D'AFFAIRES	7 130	3 527	7 601	18 259	7 348	3 311	5 206	15 864	15,1 %
EBITDA (A)	1 151	580	2 056	3 761	1 316	604	1 193	3 098	21,4 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(338)	(227)	(768)	(1 333)	(251)	(224)	(370)	(844)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B	813	353	1 287	2 428	1 065	380	823	2 254	7,7 %

* Une partie des coûts n'est pas allouée.

** Actifs GDF SUEZ de la Branche Énergie Europe et International.

2.2.2 GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne

Le chiffre d'affaires de la division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'établit à fin juin 2011 à 7 130 millions d'euros en retrait de - 3 % par rapport à 2010, hors effet de périmètre et notamment hors effet de la consolidation proportionnelle de la Stadtwerke de Gera en Allemagne, la diminution organique est de - 2,9 % par rapport à 2010.

Ventes d'électricité

Les volumes d'électricité vendus sont en décroissance de - 11,7 % à 57,8 TWh et le chiffre d'affaires diminue de - 283 millions d'euros.

Les ventes d'électricité en **Belgique et au Luxembourg** augmentent légèrement de + 28 millions d'euros (+ 0,8 %) malgré une forte diminution de volume - 2,6 TWh (- 7,0 %).

- La baisse de volume a lieu en Belgique sur les ventes aux segments affaires qui sont en recul (- 2,5 TWh) suite à des pertes nettes de clientèle pour - 1,8 TWh et à une diminution des consommations.
- Les ventes aux clients particuliers diminuent de 2 % (- 0,2 TWh) pour moitié à cause de pertes de clientèle et pour moitié à cause d'une diminution des consommations.
- Les ventes au secteur de gros sont quasi stables (+ 0,1 TWh).
- Ces effets volume négatifs sont compensés par l'augmentation du prix moyen obtenu sur tous les segments sauf le marché de gros. Cette augmentation est imputable pour presque la moitié à l'augmentation des tarifs de transport et distribution.

Les ventes d'électricité **aux Pays-Bas** diminuent de - 121 millions d'euros (- 15,8 %) et de - 1,4 TWh (- 12,1 %).

Cette décroissance se situe principalement

- Sur le marché de gros (- 53 millions d'euros/- 0,6 TWh) où la perte est liée au moindre volume produit en raison des marges qui diminuent sur les centrales alimentées au gaz.
- Sur le marché des clients Resellers qui diminue de - 51 millions d'euros (- 0,8 TWh). Cette baisse est attribuable à la perte de volumes vendus à deux importants revendeurs.

Le prix moyen tous segments confondus est en diminution de - 2,8 €/MWh.

Les ventes d'électricité en **Allemagne** augmentent de + 46 millions d'euros (+ 7,4 %) et + 0,5 TWh (+ 4,9 %).

- Cette augmentation est en partie attribuable à l'intégration proportionnelle de la Stadtwerke de Gera (+ 17,4 millions d'euros)
- Le reste de l'augmentation provient d'une augmentation des volumes vendus principalement à des nouveaux clients Resellers. Le prix moyen sur les segments affaires est en revanche en baisse de - 5,1 €/MWh.

Les ventes **en dehors de Benelux-Allemagne** diminuent de - 245 millions d'euros (- 49,4 %) et - 4,1 TWh (- 50,8 %).

- Les ventes en France sur le marché des Resellers diminuent de - 105 millions d'euros en conséquence de la baisse importante des volumes vendus (- 1,2 TWh) à nos deux clients Resellers principaux.
- Il n'y a quasiment plus de ventes au Royaume-Uni à l'heure actuelle (à comparer à 2,6 TWh vendus au premier semestre 2010).

Ventes de gaz

Le chiffre d'affaires des **ventes de gaz** augmente de + 0,7 % pour une diminution des volumes vendus de - 5,9 TWh (- 11,2 %). La diminution des volumes est donc compensée intégralement par l'augmentation des prix de vente.

La diminution des volumes vendus est attribuable aux différences de conditions climatiques entre le premier semestre 2010 et 2011. La perte de volume liée aux températures plus clémentes est estimée en 2011 à - 6,2 TWh.

L'augmentation des prix est particulièrement sensible en Belgique (+ 22,4 % d'augmentation du prix moyen au MWh et ce en majeure partie sur la commodité). Ceci reflète l'évolution du marché du gaz et des indexations utilisées dans les contrats aux particuliers et aux petites et moyennes entreprises. Les prix moyens sont par contre en légère diminution en Allemagne et aux Pays-Bas.

L'**EBITDA** de la division GDF SUEZ Énergie Benelux & Allemagne s'élève à fin juin 2011 à 1 151 millions d'euros soit une diminution de - 12,5 % par rapport à l'exercice 2010. La décroissance organique est de - 10,4 %.

Les effets périmètre s'élèvent à - 28 millions d'euros.

L'impact net des mises en services de nouvelles installations s'élève à + 69 millions d'euros. Il s'agit principalement des nouvelles unités Flevo aux Pays-Bas et Knippegroen (Sidmar) en Belgique.

La partie restante de la diminution résulte principalement de l'évolution des prix des commodités dans la région. L'**EBITDA** est par ailleurs impacté par la non-reconduction d'éléments non récurrents positifs en 2010.

Le **résultat opérationnel courant** de la division s'élève à 813 millions d'euros par rapport à 1 065 millions d'euros au 30 juin 2010. Outre la variation d'**EBITDA**, le résultat opérationnel courant est influencé négativement par des amortissements plus importants (fermeture anticipée prévue de centrales classiques en Belgique, impact des mises en service de Flevo et de Sidmar notamment).

2.2.3 GDF SUEZ Énergie Europe

Au 30 juin 2011, le chiffre d'affaires contributif de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 3 527 millions d'euros, en augmentation brute de + 6,5 % par rapport au 30 juin 2010.

Les effets de change sont limités en Europe centrale et en Europe orientale (+ 2 millions d'euros) et les effets de périmètre, qui s'élèvent à + 62 millions d'euros, sont essentiellement liés à la réorganisation de ce début d'année des activités du Groupe auparavant réalisées en partenariat avec ACEA en Italie.

Le chiffre d'affaires, en augmentation organique de + 5,0 % (+ 153 millions d'euros) par rapport à l'année précédente, s'explique principalement par les variations suivantes :

- l'Europe du Sud (+ 100 millions d'euros) profite de plans de développement avec notamment la mise en service en août 2010 de la centrale Héron 2 en Grèce et de l'accroissement du nombre de clients des activités de commercialisation en Italie (+ 330 000 clients). Elle bénéficie également d'un effet volume favorable sur les contrats d'achat de capacité virtuelle en Italie et d'un effet prix positif sur le tarif régulé d'électricité ;
- une diminution de la production d'électricité vendue de - 1,8 TWh explique le chiffre d'affaires en retrait de - 59 millions d'euros de la péninsule ibérique ;
- l'Europe centrale et l'Europe orientale affichent une croissance de + 112 millions d'euros due à des augmentations de tarifs en Hongrie et en Slovaquie ainsi qu'à une augmentation des volumes vendus et distribués en Roumanie et en Slovaquie (respectivement + 1,5 TWh et + 0,7 TWh).

L'**EBITDA** au 30 juin 2011 de la division GDF SUEZ Énergie Europe s'établit à 580 millions d'euros, et présente une diminution brute de - 24 millions d'euros (- 3,9 %). La diminution organique de l'**EBITDA** de la Division GDF SUEZ Énergie Europe s'élève à - 82 millions d'euros (- 13,9 %) et s'analyse comme suit :

- l'Europe centrale et l'Europe orientale affichent une décroissance organique de - 54 millions d'euros, qui s'explique principalement par le recul des activités de commercialisation de gaz en Slovaquie et en Roumanie, lié à la pression pesant sur les coûts d'approvisionnement. L'activité de production d'électricité est en retrait en Pologne du fait de difficultés d'approvisionnement en charbon local et en Hongrie suite à la baisse des volumes de services auxiliaires ;
- l'Italie et la Grèce sont en croissance organique (+ 14 millions d'euros), du fait du développement des activités de commercialisation et de la contribution de la centrale électrique de Héron 2 en Grèce compensant des prix et services auxiliaires inférieurs ;
- la péninsule ibérique (- 58 millions d'euros de décroissance organique) est en retrait suite aux indemnités non récurrentes sur la construction d'une centrale dont avait bénéficié le résultat du premier semestre 2010 et à un effet volume négatif important malgré une bonne performance sur les marchés auxiliaires (meilleurs prix captés).

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la division s'élève à 353 millions d'euros au 30 juin 2011, en décroissance organique de - 22,6 %. Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'**EBITDA**.

2.2.4 International Power

En millions d'euros	30 juin 2011							30 juin 2010							Variation brute en %
	Amé-rique latine	Amé-rique du Nord	Royaume-Uni et Europe	Moyen-Orient, et Afrique	Asie	Aus-tralie	Total *	Amé-rique latine	Amé-rique du Nord	Royaume-Uni et Europe	Moyen-Orient, et Afrique	Asie	Aus-tralie	Total *	
CHIFFRE D'AFFAIRES	1 843	2 355	1 565	578	811	449	7 601	1 455	2 082	673	324	671	5 206	46,0 %	
EBITDA (A)	863	487	287	153	165	162	2 056	656	301	55	102	116	1 193	72,3 %	
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(201)	(228)	(181)	(38)	(41)	(85)	(768)	(146)	(156)	(17)	(15)	(34)	(370)		
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B	662	259	106	115	123	77	1 287	510	144	38	87	83	823	56,4 %	

* Une partie des coûts n'est pas allouée.

Le **chiffre d'affaires** d'International Power s'établit à 7 601 millions d'euros, en croissance brute de + 46% et en croissance organique de + 12%. Au-delà de l'intégration des actifs acquis d'IPR (effet périmètre de 1,9 milliard d'euros), les ventes sont tirées par la croissance des régions Moyen-Orient – Turquie et Afrique, Amérique Latine et Royaume-Uni et Autre Europe, avec notamment les mises en service des centrales de Estreito (Brésil), Bayas Las Minas (conversion charbon au Panama), Dos Mares (Panama), mais également d'Elecgas au Portugal.

L'**EBITDA** au 30 juin 2011, à 2 056 millions d'euros, est en progression encore plus soutenue que le chiffre d'affaires (+ 72% en brut et + 26% en organique). La croissance des marges porte avant tout sur les régions Amérique Latine et Amérique du Nord.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'élève à 1 287 millions d'euros. Il est impacté par la comptabilisation à la juste valeur des actifs acquis d'IPR et connaît une croissance brute de + 56% et organique de + 28%.

2.2.4.1 International Power – Région Amérique latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique latine s'établit à 1 843 millions d'euros au 30 juin 2011, marquant une augmentation brute de + 26,7 % et une progression organique de + 23,2 %, soit + 337 millions d'euros par rapport au 30 juin 2010.

Le chiffre d'affaires comprend des effets de périmètre de 53 millions d'euros principalement liés à la prise de contrôle des activités électriques au Chili en janvier 2010 (E.CI) et à la prise de contrôle du terminal méthanier GNLM au second semestre 2010. Il subit un effet de change négatif négligeable (- 1 million d'euros).

Les ventes d'**électricité** sont stables, s'établissant à 24,4 TWh en juin 2011 (incluant l'impact négatif de la nationalisation de la centrale Corani en Bolivie en mai 2010). Les ventes de gaz ont augmenté de + 4,0 TWh à 7,6 TWh, principalement suite à la mise en service du terminal méthanier GNLM au Chili.

La croissance organique du chiffre d'affaires s'explique principalement :

- au Brésil, par un prix de vente moyen plus élevé, grâce à l'effet combiné de nouveaux contrats remplaçant d'anciens et de l'inflation ;
- au Chili, par la mise en service du terminal méthanier GNLM en avril 2010, ainsi que par un prix de vente moyen plus élevé, E.CI bénéficiant d'un index charbon en hausse et d'une augmentation des volumes vendus (nouveau client) ;
- au Panama, par l'augmentation du prix de vente moyen, résultant de l'augmentation du prix du charbon ; et l'effet positif de la mise en service de Dos Mares.

L'**EBITDA** a augmenté de + 207 millions d'euros pour s'établir à 863 millions d'euros, présentant une croissance organique de + 197 millions d'euros (+ 29,6 %) :

- au Brésil, des nouveaux contrats à prix plus élevés et l'inflation, ainsi qu'une augmentation de la production hydroélectrique (suite à la mise en service de la centrale Estreito) expliquent la croissance des marges ;
- au Chili, la progression de l'EBITDA s'explique principalement par la mise en service du terminal de GNLM ;
- au Panama, la centrale Bahia Las Minas bénéficie des compensations liées au retard de la conversion au charbon et d'une augmentation des marges. Les résultats du Panama bénéficient également de l'effet positif de la première étape de la mise en service de la centrale au fil de l'eau de Dos Mares.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la division s'élève à 662 millions d'euros au 30 juin 2011, montrant une croissance organique de + 142 millions d'euros. Les facteurs explicatifs de cette évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

2.2.4.2 International Power – Région Amérique du Nord

Au 30 juin 2011, le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord s'établit à 2 355 millions d'euros, en croissance brute de + 273 millions d'euros (soit + 13,1 %) par rapport à 2010 et en augmentation organique de + 34 millions d'euros ou + 1,7 %. Les effets de change ont un impact négatif (- 102 millions d'euros) du fait de la dépréciation du dollar américain. Les entrées de périmètre pèsent pour + 341 millions d'euros et correspondent à l'intégration des actifs d'International Power.

Les ventes d'**électricité** atteignent 38,1 TWh en progression organique de + 2,2 TWh. La hausse des ventes d'électricité est principalement due aux bonnes performances de l'activité retail de GDF Suez Energy Resources North America, fournisseur d'électricité aux consommateurs commerciaux et industriels dont les volumes sont en augmentation de + 17,5 % à 17,0 TWh et dont le chiffre d'affaires augmente de + 85,1 millions d'euros en croissance organique. Cette hausse est partiellement compensée par une baisse dans l'activité Production d'Électricité qui affiche une contraction de son chiffre d'affaires de - 44 millions en croissance organique suite à des effets prix contrastés selon les différents marchés et des volumes vendus en baisse de - 0,3 TWh (12,9 TWh au total en fin de période).

Les ventes de **gaz naturel** contributives s'établissent à 32,1 TWh en diminution organique de 1,4 TWh. Outre l'impact volume, le chiffre d'affaires est également impacté par l'augmentation du prix moyen après couvertures dans le cadre de l'activité GNL ⁽¹⁾.

L'**EBITDA** à fin juin 2011 de la région Amérique du Nord s'établit à 487 millions d'euros et présente une augmentation brute de + 186 millions d'euros. Hors effets négatifs de change (- 14 millions d'euros, essentiellement suite à la dépréciation du dollar américain) et des effets de périmètre (+ 112 millions d'euros, effet de l'intégration des actifs d'International Power), la région affiche une croissance organique de + 30,6 %, soit + 88 millions d'euros.

Cette croissance s'explique en grande partie par :

- l'activité GNL (+ 58 millions d'euros), qui a bénéficié de prix plus élevés suite à des reroutages de cargaisons vers, entre autres, la Corée du Sud et l'Espagne ;
- une performance solide de l'activité de vente d'énergie « Retail » (+ 18 millions d'euros) sous l'influence d'une volatilité des marchés moindre ainsi que d'une baisse des coûts d'achat.

L'activité production d'électricité connaît une légère augmentation de + 9 millions d'euros. Cette augmentation est liée notamment à une indemnité d'assurance reçue, aux bons résultats d'Astoria I (demande forte et spreads plus élevés) et une production d'électricité accrue des éoliennes. Cette augmentation est partiellement compensée par la baisse de la production hydraulique (faible pluviométrie), la fin de certains contrats long terme favorables et de l'indisponibilité de certaines de nos centrales.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la région s'élève à 259 millions d'euros au 30 juin 2011, montrant une croissance organique de + 94 millions d'euros. Les facteurs explicatifs de cette évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

2.2.4.3 International Power – Région Royaume-Uni et Autre Europe

Au 30 juin 2011, le **chiffre d'affaires** contributif de la région Royaume-Uni et Autre Europe s'établit à 1 565 millions d'euros, en augmentation brute de + 132,5 % par rapport au 30 juin 2010. Les effets de change sont positifs sur la période (+ 2 millions d'euros) et les effets de périmètre s'élèvent à 749 millions d'euros. Ces derniers se composent essentiellement des actifs européens d'International Power intégrés au périmètre de GDF SUEZ en ce début d'année.

Le chiffre d'affaires, en augmentation organique de + 21,0 % par rapport à l'année précédente, est essentiellement tiré par les activités de commercialisation, notamment sur le segment du gaz du fait de volumes en progression de 1,8 TWh, combinés à un effet prix positif.

L'**EBITDA** à fin juin 2011 de la région International Power Royaume Uni et Autre Europe s'établit à 287 millions d'euros, et présente une croissance brute de 232 millions d'euros. La croissance organique de l'EBITDA s'élève à - 7 millions d'euros (- 11,9 %) et s'explique essentiellement par la baisse des volumes d'électricité produits (- 3,7 TWh), conséquence de prix de marché déprimés.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la région s'élève à 106 millions d'euros au 30 juin 2011, en décroissance organique de - 61,9 %. Outre les facteurs explicatifs de l'EBITDA, la plus forte décroissance de l'indicateur par rapport à celle de l'EBITDA est essentiellement due à la croissance des dotations aux amortissements et provisions.

2.2.4.4 International Power – Région Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique est en progression brute de + 78,4 % atteignant 578 millions d'euros au 30 juin 2011, notamment suite à l'intégration des actifs d'International Power et au passage en intégration globale de la centrale de Al Hidd à Bahrain. Après prise en compte de l'impact négatif des effets de change (- 19 millions d'euros, principalement du fait de l'évolution de la parité euro/dollar américain), la croissance organique s'élève à + 112 millions d'euros ou + 36,8 %.

Cette croissance est principalement tirée par les ventes d'électricité de Baymina (+ 50 millions d'euros) et de gaz d'Izgaz (+ 20 millions d'euros) en Turquie, ainsi que par l'activité d'exploitation-maintenance à Oman.

Les ventes d'**électricité** de la région atteignent 15,4 TWh en progression de + 11,5 TWh (principalement suite aux effets périmètres relatifs aux actifs International Power, y compris la consolidation globale de Hidd Power Company). Les ventes de **gaz naturel** s'élèvent à 2,3 TWh en progression de + 0,6 TWh.

L'**EBITDA** à fin juin 2011 de la région s'établit à 153 millions d'euros soit une augmentation brute de 51 millions d'euros (+ 49,5 %). Hors effet de périmètre, la région affiche une progression organique négative de - 13,1 %, soit - 13 millions d'euros principalement due à une baisse des honoraires de développement.

(1) À noter que les ventes de gaz naturel y compris prestations intragroupes s'établissent à 42,7 TWh en progression organique de 8,4 TWh.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'élève à 115 millions d'euros au 30 juin 2011, en décroissance organique de - 17 millions d'euros. Les facteurs explicatifs de cette évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

2.2.4.5 International Power – Région Asie

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie est en progression brute de + 20,7 % à 811 millions d'euros. Compte tenu de l'appréciation du dollar singapourien (+ 11 millions d'euros), des entrées en périmètre suite à l'intégration des actifs d'International Power et de la consolidation proportionnelle d'actifs de distribution de gaz en Thaïlande, la croissance organique s'élève à + 8 millions d'euros ou + 1,1 %.

Cette croissance est principalement tirée par la Thaïlande (+ 19 millions d'euros) suite notamment à la mise en service de la centrale au charbon CFB 3, malgré de moindres volumes vendus à Singapour (- 0,3 TWh).

L'**EBITDA** à fin juin 2011 de la région Asie s'établit à 165 millions d'euros, soit une augmentation brute de + 49 millions d'euros. Hors effets positifs de change (+ 2 millions d'euros) et effets de périmètre (+ 41 millions d'euros), la région affiche un EBITDA en légère hausse (+ 6 millions d'euros).

- En Thaïlande, la croissance liée à l'unité CFB3 de Glow est compensée par des conditions climatiques défavorables au Laos ;
- À Singapour, Senoko (+ 10 millions d'euros) bénéficie d'une augmentation des marges sur les contrats de vente aux clients industriels, et d'opportunités de marché sur les deux derniers mois du semestre.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la région s'élève à 123 millions d'euros au 30 juin 2011, en légère augmentation en variation organique (+ 2,5 %). Les facteurs explicatifs de son évolution sont essentiellement ceux de l'EBITDA.

2.2.4.6 International Power – Région Australie

Le chiffre d'affaires s'élève à 449 millions d'euros et correspond à la contribution des actifs apportés par International Power. Les ventes d'électricité s'élèvent à 10,5 TWh.

La contribution de l'Australie en EBITDA (162 millions d'euros) et en Résultat Opérationnel Courant (77 millions d'euros) est totalement attribuable aux nouveaux actifs de IPR et représente donc un effet de périmètre.

2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ ET GNL

En millions d'euros	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute
CHIFFRE D'AFFAIRES BRANCHE	11 171	10 714	4,3 %
CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF GROUPE	4 868	4 520	7,7 %
EBITDA (A)	1 177	1 146	2,7 %
Dotations nettes aux amortissements et provisions (B)	(571)	(539)	
Paiements en actions (C)	(2)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT A + B + C	604	605	- 0,3 %

Le **chiffre d'affaires total de la Branche Global Gaz & GNL**, y compris prestations intragroupes, s'élève à 11 171 millions d'euros, en croissance brute de + 4,3 % par rapport au premier semestre 2010.

Au 30 juin 2011, le **chiffre d'affaires contributif de la Branche Global Gaz & GNL** s'élève à 4 868 millions d'euros, en hausse de 348 millions d'euros (+ 7,7 % de variation brute) par rapport au premier semestre 2010.

Le chiffre d'affaires contributif au 30 juin 2011 a été globalement soutenu par la progression des ventes de l'Exploration-Production, de l'activité GNL et des ventes de la *business-unit* Approvisionnements compensant la réduction des ventes aux clients Grands Comptes Européens.

(1) Y compris ventes aux autres opérateurs.

(2) Dont 3 cargaisons vendues au Chili et consolidées en intégration proportionnelle à 50 %, correspondant à 1,5 cargaison de vente externe.

L'évolution du chiffre d'affaires contributif Groupe de la Branche s'explique principalement par les effets suivants :

- une hausse des ventes court terme après couvertures de prix dans un contexte de prix de marché en forte hausse (hausse de + 70 % du prix moyen au NBP passant de 13,2 €/MWh sur le premier semestre 2010 à 22,4 €/MWh sur le premier semestre 2011) avec des volumes à 50,6 TWh ⁽¹⁾ à fin juin 2011 vs 44,4 TWh à fin juin 2010 ;
- une progression des ventes externes de GNL de + 7,0 TWh avec 19,4 TWh (21 cargaisons) en juin 2011 contre 12,4 TWh (13,5 cargaisons ⁽²⁾) à fin juin 2010 et l'impact de la hausse du prix des commodités ;

- une contraction de - 13,2 TWh des ventes de gaz naturel du portefeuille des Grands Comptes Européens (les ventes passant de 86,4 TWh à fin juin 2010 à 73,2 TWh à fin juin 2011) essentiellement liée à la réduction des volumes détenus en portefeuille dans un contexte de forte concurrence ;
- une croissance du chiffre d'affaires de l'Exploration – Production principalement liée à la hausse combinée du prix moyen du brent (hausse de + 32 % soit + 19,1 €/bep passant de 60,3 €/bep sur le premier semestre 2010 à 79,4 €/bep sur le premier semestre 2011) et du prix moyen du NBP (hausse de + 70 % soit + 9,2 €/MWh) ainsi qu'à la hausse (+ 4,2 Mbep au total dont + 2,1 Mbep en contributif) du niveau de la production totale d'hydrocarbures avec notamment la mise service de nouveaux champs en Norvège principalement Gjøa.

Au 30 juin 2011, l'**EBITDA de la Branche Global Gaz & GNL** s'établit à 1 177 millions d'euros contre 1 146 millions d'euros à fin juin 2010, en croissance brute de + 31 millions d'euros, soit + 2,7 %. L'amélioration de l'activité Exploration-Production du fait de la mise en service fin 2010 des champs de Gjøa et Vega en Norvège et de la hausse du prix des commodités constatée sur la période ainsi que la meilleure performance de l'activité GNL compensent l'impact défavorable du spread gaz-pétrole sur la période et la réduction des volumes de ventes aux Grands Comptes Européens.

Le **Résultat Opérationnel Courant** s'élève à 604 millions d'euros, en ligne par rapport à juin 2010.

2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES BRANCHE	2 949	3 085	- 4,4 %
CHIFFRE D'AFFAIRES CONTRIBUTIF GROUPE	691	587	17,7 %
EBITDA (A)	1 669	1 832	- 8,9 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(582)	(580)	
Paiements en actions (C)	(2)	(2)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	1 086	1 250	- 13,2 %

Le **chiffre d'affaires** total de la Branche Infrastructures, y compris prestations intragroupes, s'élève à 2 949 millions d'euros, en baisse de - 4,4 % par rapport au premier semestre 2010 affecté principalement par la douceur climatique de la période et par une moindre commercialisation des capacités de stockage en France.

La diminution du chiffre d'affaires total est due à une diminution des quantités acheminées par GrDF (- 38,0 TWh) en raison d'un climat moins rigoureux qu'en 2010, partiellement compensée par :

- le démarrage des activités commerciales de Fos Cavaou à 20 % de ses capacités le 1^{er} avril 2010 et à 100 % depuis le 1^{er} novembre 2010 ;
- pour les activités de transport, la révision du tarif en France au 1^{er} avril 2010 (hausse de + 3,9 %) et au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9 %) ;
- la révision du tarif d'accès aux infrastructures de distribution au 1^{er} juillet 2010 (hausse de + 0,8 %).

Le chiffre d'affaires contributif atteint 691 millions d'euros, en progression de + 17,7 % par rapport au 30 juin 2010.

Cette croissance contributive traduit :

- le développement des activités de transport, stockage et terminalling pour le compte de tiers, du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- le démarrage des activités commerciales du terminal de regazéification de Fos Cavaou.

L'**EBITDA** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 669 millions d'euros, en baisse de - 8,9 % par rapport à 2010, affecté principalement par la baisse des revenus.

Le **Résultat Opérationnel Courant** de la Branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 086 millions d'euros, affichant une baisse de - 13,2 % par rapport au premier semestre 2010, la variation de cet indicateur suivant celle de l'EBITDA.

2.5 BRANCHE ÉNERGIE SERVICES

En millions d'euros	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	7 087	6 693	5,9 %
EBITDA (A)	540	482	12,1 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(144)	(144)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C) *	(19)	(6)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	377	332 *	13,6 %

* Dont 15 millions d'euros d'effet non récurrent en 2010 lors du renouvellement de la concession de la Société Monégasque d'Électricité et de Gaz.

Le **chiffre d'affaires** de la Branche Énergie Services s'établit à 7 087 millions d'euros et est en croissance organique de 2,4 % par rapport à juin 2010.

En France, le niveau d'activité dans les services (Cofely France) est stable (- 0,2 % en variation organique, soit - 3 millions d'euros), les effets du développement commercial passé et l'amélioration des prix des énergies compensent un climat défavorable. Les activités d'installation et de maintenance sont en progression et connaissent une croissance organique de + 8,9 % (soit + 160 millions d'euros). Cette performance résulte d'une croissance de + 4,6 % de l'activité chez Inéo et d'une progression de l'activité du pôle Génie Climatique et Réfrigération (+ 14,4 %) et de Endel (+ 11,4 %).

En Belgique et aux Pays-Bas, l'activité est en croissance organique, respectivement de + 3,9 % (soit + 30 millions d'euros) et de + 8,5 % (+ 44 millions d'euros). En Belgique, les effets du bon niveau de prise de commandes dans les métiers d'installation associés à un développement commercial soutenu des services expliquent cette tendance. Aux Pays-Bas, la dynamique commerciale s'accélère depuis le dernier trimestre de l'année 2010 avec la signature de commandes de grande taille qui sont entrées en production rapidement et soutiennent l'activité des premiers mois de 2011.

Chez Tractebel Engineering, l'activité est stable en variation organique malgré la poursuite de la croissance dans le secteur de l'Énergie. Le manque de projet d'infrastructure et la faiblesse des commandes dans les filiales internationales en particulier en Europe expliquent cette évolution.

Hors France et Benelux, les activités de la Branche sont en baisse en variation organique de - 4,1 % en Europe du Nord (soit - 27 millions d'euros), la progression de l'activité en Autriche et dans les pays de l'Est compensant une baisse au Royaume-Uni, en Allemagne et en Suisse. Dans les pays du Sud de l'Europe, le niveau d'activité est en recul de - 7,9 % (soit - 56 millions d'euros). Cette baisse provient essentiellement de l'Italie en raison de moindres volumes de vente d'énergie (effet climatique défavorable, moindres ventes de fioul et arrêt anticipé d'une cogénération) et de travaux et de l'Espagne où le nombre de nouveaux projets reste très faible. Enfin, le chiffre d'affaires réalisé à l'International Outre Mer

est en croissance organique de + 4 % (soit + 10 millions d'euros). Cette zone bénéficie d'une bonne pluviométrie, de la montée en puissance de la production de la centrale de Prony Énergies et du démarrage de la centrale photovoltaïque Solaris à la Réunion.

L'**EBITDA** de la Branche Énergie Services atteint 540 millions d'euros, en croissance organique de + 4,6 %. Cette progression démontre la capacité de la Branche à bénéficier des pleins effets de la reprise dans certains secteurs bien que le contexte économique reste difficile pour ses activités dans plusieurs pays d'Europe.

Toutes les entités de la Branche obtiennent une forte croissance organique de leur EBITDA à l'exception de Cofely France qui connaît un recul lié à un climat défavorable.

En France, les activités de services ont en effet été pénalisées par une rigueur climatique défavorable en ce début d'année et une pression sur les marges lors des renouvellements de contrats. Les activités d'Installation poursuivent leur amélioration de performance favorisée par une forte hausse de l'activité dans la plupart de ses métiers.

En Belgique, la diversité des activités et le dynamisme commercial permettent d'améliorer le niveau de performance malgré un recul des activités Oil & Gas. Aux Pays-Bas, la nouvelle organisation et les efforts d'optimisation des coûts de structure permettent un redressement des marges et de la rentabilité dans un contexte de reprise de la croissance des ventes.

Tractebel Engineering maintient un niveau élevé de performance et de rentabilité dans un contexte de stabilité de l'activité.

Après l'intégration d'Utilicom (1^{er} avril 2010), puis de ProEnergie (1^{er} octobre 2010), International Nord enregistre une amélioration de ses résultats tant en variation brute qu'en variation organique, favorisée par de bonnes performances en Allemagne, Autriche et dans les pays de l'Est.

International Sud fait face à une conjoncture économique particulièrement difficile en Italie et en Espagne. La croissance organique de l'EBITDA est néanmoins positive en particulier en Italie qui bénéficie d'un produit lié à la sortie anticipée d'un contrat de cogénération et au Portugal.

L'EBITDA d'International Outremer est en nette progression organique qu'il s'agisse des activités historiques de l'entité, en particulier en Calédonie, ou des activités récemment transférées de Endel dans la zone Pacifique.

Dans la continuité de l'évolution de l'EBITDA, le Résultat Opérationnel Courant de la Branche Énergie Services est en forte croissance atteignant 377 millions d'euros, contre 332 millions d'euros au 30 juin 2010. La variation organique est de + 6,5 %.

2.6 BRANCHE ENVIRONNEMENT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	7 373	6 593	11,8 %
EBITDA (A)	1 232	1 042	18,2 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(529)	(477)	
Charges nettes décaissées des concessions/paiements en actions (C)	(142)	(128)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	561	437	28,6 %

Le **chiffre d'affaires** du premier semestre 2011 s'élève à 7 373 millions d'euros, en hausse de + 11,8 % par rapport à 2010 et en croissance organique de + 9,2 % à laquelle contribuent les trois segments opérationnels. Déchets Europe (+ 10,3 %) bénéficie d'une activité tri-recyclage bien orientée grâce à des volumes en hausse et des prix de matières élevés. Le segment International (+ 11,7 %) croît au titre des facturations sur plusieurs projets significatifs en Amérique latine et en Asie (Melbourne) et d'une activité dynamique (volumes, prix) sur l'ensemble de ses zones d'activités. L'Eau en Europe (+ 4,3 %) progresse sous l'effet de volumes/prix dynamiques chez Agbar au Chili et de conditions plus favorables en France.

L'**EBITDA** est en croissance organique de + 6,9 % par rapport à 2010 à 1 232 millions d'euros, sous l'effet d'une activité bien orientée ainsi que de la montée en puissance du plan de réduction de coûts/

synergies de l'Eau en Europe (+ 9,5 %) ; d'effets prix et volumes favorables et, dans une moindre mesure, d'effets non récurrents dans Déchets Europe (+ 9,9 %) ; d'un repli de l'International (- 5,7 %) en raison de surcoûts sur le chantier de Melbourne, en grande partie compensés par une activité bien orientée dans l'eau et les déchets en Asie-Pacifique et au Maghreb/Moyen-Orient.

Le **Résultat Opérationnel Courant** (croissance totale de + 28,6 % par rapport à 2010) est soutenu par les mêmes fondamentaux opérationnels que l'EBITDA et par une moindre progression des charges d'amortissements grâce au contrôle exercé sur les investissements.

La performance opérationnelle du premier semestre 2011 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

2.7 AUTRES

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
EBITDA (A)	(112)	(139)	18,9 %
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions (B)	(28)	(33)	
Paiements en actions (C)	(43)	(16)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT = A + B + C	(184)	(187)	1,9 %

L'amélioration de l'**EBITDA** de la Branche Autres au 30 juin 2011 (+ 27 millions d'euros) résulte essentiellement d'éléments non récurrents, la performance intrinsèque des directions centrales restant globalement en ligne avec celle enregistrée au premier semestre 2010.

Le **Résultat Opérationnel Courant** ne marque qu'une moindre amélioration (+ 3 millions d'euros) en raison de l'effet positif non récurrent enregistré en 2010 sur certains plans d'actions gratuites, conformément aux dispositions de la norme IFRS 2.

3 AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010	Variation brute en %
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 231	5 215	0,3 %
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(95)	(48)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(63)	(343)	
Restructurations	(51)	(124)	
Effets de périmètre	592	1 216	
Autres résultats de cessions et éléments non récurrents	51	197	
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5 664	6 114	- 7,3 %
Résultat financier	(1 075)	(1 070)	
Impôts sur les bénéfices	(1 371)	(1 086)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	300	188	
RÉSULTAT NET	3 519	4 145	- 15,1 %
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	781	581	
DONT RÉSULTAT NET PART DU GROUPE	2 738	3 565	- 23,1 %

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 5 664 millions d'euros, en recul par rapport au premier semestre 2010, en raison notamment des impacts positifs non récurrents constatés en 2010 relatifs aux regroupements d'entreprises et aux autres éléments non récurrents.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact négatif de 95 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact négatif de 48 millions d'euros au 30 juin 2010. L'impact de la période résulte principalement d'un effet prix négatif sur des couvertures de vente d'électricité et de gaz compte tenu de l'augmentation des indices couverts depuis le 31 décembre 2010.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- des pertes de valeur sur actifs pour 63 millions d'euros, ce montant ne comprenant pas de perte de valeur individuellement significative ;
- des charges de restructuration de 51 millions d'euros, qui comprennent notamment des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles dans la division International Power (19 millions d'euros) ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Énergie Services (15 millions d'euros) ;
- la ligne « Effets de périmètre » (résultats de cession de titres consolidés ou de réévaluation résultant de l'application de la norme IFRS 3R) s'élève à 592 millions d'euros (contre 1 216 millions d'euros au 30 juin 2010) et comprend principalement le résultat de 425 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales flamandes suite à la perte d'influence notable sur ces sociétés et au changement de méthode de consolidation en ayant résulté. Il comprend également les résultats réalisés dans le cadre de la cession partielle de titres des sociétés intercommunales wallonnes (+ 83 millions d'euros) et de la cession des titres Noverco (+ 28 millions d'euros) ;

- le poste « Autres éléments non récurrents » s'élève à 51 millions d'euros au 30 juin 2011 (197 millions d'euros au 30 juin 2010). Il comprend essentiellement une plus-value de 39 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession de droits immobiliers dans la branche Environnement.

Le **résultat financier** au 30 juin 2011 s'établit à - 1 075 millions d'euros, contre - 1 070 millions d'euros au 30 juin 2010. L'augmentation de la charge d'intérêts nette, résultat de la hausse de la dette nette moyenne par rapport au premier semestre 2010 a en effet été compensée par l'évolution positive des variations de valeur sur les couvertures économiques de taux et de change.

Le taux effectif d'imposition, corrigé des résultats de cession, s'établit à 34,1 % au 30 juin 2011 contre 29,8 % au 30 juin 2010. La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

- de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés par des entités du secteur de l'exploration production dont le taux d'imposition est supérieur à 50 % ;

- de l'augmentation du taux d'impôt (50 à 62 %) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni, entraînant une charge non récurrente de fiscalité différée ;
- du provisionnement au 30 juin 2011 de la taxe relative aux activités nucléaires en Belgique.

La **quote-part de résultat des entreprises associées** est en hausse de 112 millions d'euros par rapport au 30 juin 2010. Cette évolution s'explique principalement par les effets de périmètre résultant de l'intégration d'International Power.

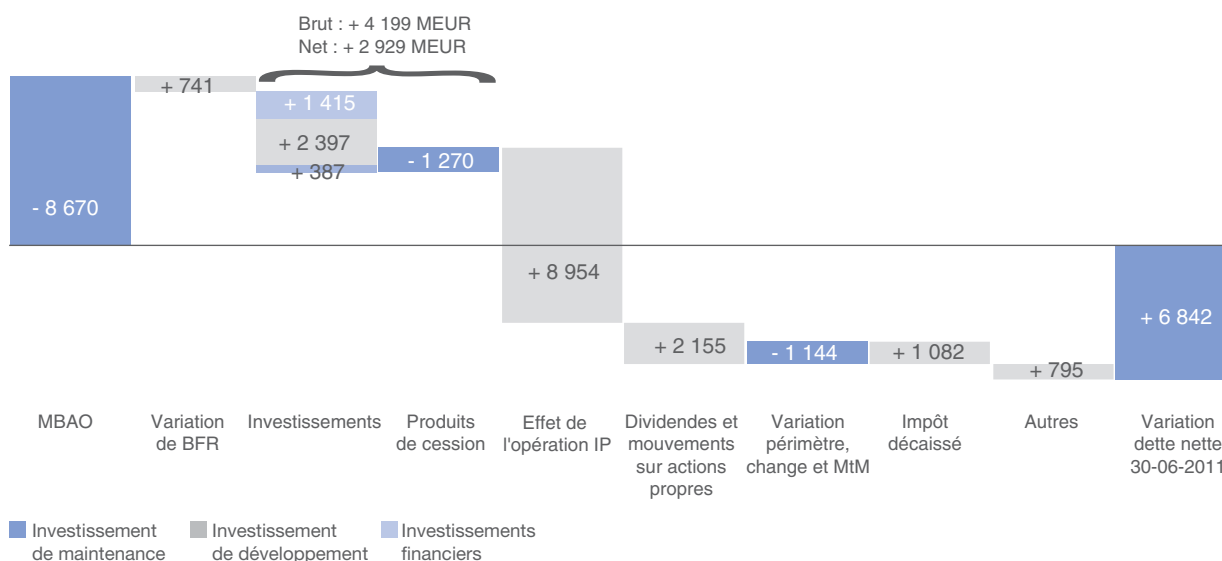
Le **résultat net des participations ne donnant pas le contrôle** s'établit à 781 millions d'euros, en hausse de 200 millions d'euros en raison de l'intégration des entités d'International Power.

4 ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette s'établit à 40,7 milliards d'euros, en augmentation de 6,8 milliards d'euros par rapport à sa position à fin décembre 2010 (33,8 milliards d'euros). Proforma de l'entrée de périmètre d'International Power, la dette nette est en diminution de

2,1 milliards d'euros et sera réduite de 1,1 milliard d'euros avec l'encaissement le 12 juillet 2011 de la cession partielle de GRT Gaz au consortium CDC-CNP.

Les mouvements du semestre relatifs à la dette nette sont les suivants :



4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPÉRATIONNELLE

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 8 670 millions d'euros au 30 juin 2011, en progression brute de

8,0 % par rapport au 30 juin 2010. 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 une sortie de trésorerie de 741 millions d'euros et est conforme à la saisonnalité des activités du Groupe. Elle est néanmoins légèrement

supérieure à celle du premier semestre 2010 (598 millions d'euros), notamment du fait de l'accroissement des stocks en gaz, en lien avec le climat chaud de la période.

4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES CESSIIONS

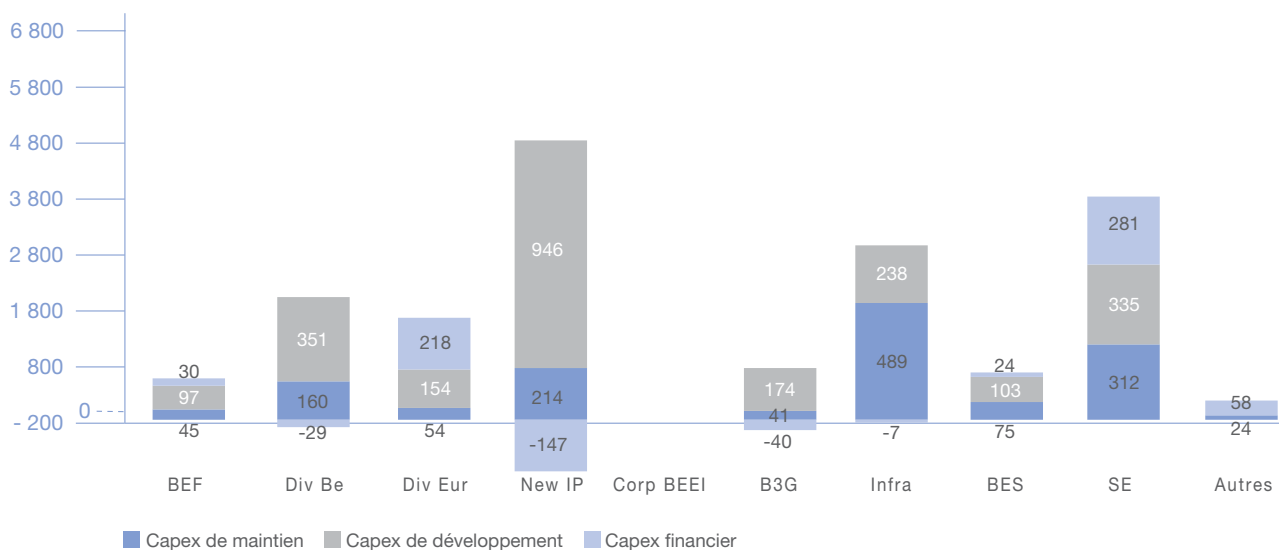
Les investissements du premier semestre 2011 s'élèvent à 4 199 millions d'euros et comprennent :

- des investissements financiers pour 387 millions d'euros, les principaux étant relatifs à la soulte attachée au déboucement de nos participations communes avec Acea en Italie ainsi qu'à l'acquisition de titres WSN par Sita Australie ;
- des investissements de développement de 2 397 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la Branche Énergie Europe & International ;

- et des investissements de maintenance de 1 415 millions d'euros.

Les cessions représentent au 30 juin 2011 un montant de 1 270 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession partielle ou les réductions de capital des Intercommunales pour 695 millions d'euros, sur la cession d'actifs dans le cadre du déboucement de nos participations communes avec Acea en Italie pour 182 millions d'euros, et sur la cession des titres Noverco au Canada pour 197 millions d'euros.

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



4.4 RACHAT D' ACTIONS ET DIVIDENDES

Le total des dividendes versés en numéraire par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 1 490 millions d'euros. Ce montant correspond au solde du dividende unitaire de 1,5 euro versé le 9 mai 2011, net de l'acompte de 0,83 euro par action versé le 15 novembre 2010, soit 0,67 euro par action.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 576 millions d'euros et comprennent

principalement les dividendes versés aux minoritaires des entités provenant d'International Power pour 226 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 85 millions d'euros et augmenté son capital d'un montant de 16 millions d'euros essentiellement par le biais d'une souscription réservée à ses salariés.

4.5 ENDETTEMENT AU 30 JUIN 2011

L'endettement net à fin juin 2011 s'élève à 40 678 millions d'euros. Le ratio endettement net/capitaux propres s'élève à 51,6 %, alors qu'il était à 48 % à fin 2010.

La dette nette est libellée (après prise en compte des instruments financiers) à 46 % en euros et 24 % en dollars américains.

La dette nette est libellée à 77 % à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 10 ans, en hausse en raison des émissions d'emprunts obligataires réalisées sur la période.

Au 30 juin 2011, le Groupe dispose de facilités de crédit autorisées et non tirées, et de lignes de back up de ses billets de trésorerie, pour un montant de 14 910 millions d'euros.

5 AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 101,7 milliards d'euros contre 91,5 milliards d'euros au 31 décembre 2010, soit une augmentation de + 10,2 milliards d'euros qui résulte pour l'essentiel des variations de périmètre liées à l'acquisition du groupe International Power et à l'opération Acea.

Les **goodwills** augmentent de 2,4 milliards d'euros et s'élèvent à 30,3 milliards d'euros à fin juin 2011. Cette augmentation résulte principalement de l'acquisition du groupe International Power.

Les **titres disponibles à la vente** sont en hausse de 0,6 milliard d'euros à 3,8 milliards d'euros et intègrent désormais la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales flamandes consécutivement à la perte d'influence notable sur ces sociétés.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 2,6 milliards d'euros, en hausse de 0,6 milliard d'euros principalement liée aux entrées de périmètre des entreprises associées d'International Power.

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 78,8 milliards d'euros, en hausse de + 8,2 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2010 s'expliquant essentiellement par le résultat de la période (3,5 milliards d'euros), les distributions de dividendes (- 2,3 milliards d'euros), les écarts de conversion (- 1,1 milliard d'euros) et les impacts des opérations de variations de périmètre de la période (7,7 milliards d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 0,4 milliard d'euros à 14,9 milliards d'euros, résultant principalement des effets de périmètre (0,3 milliard d'euros) et de l'impact de la désactualisation (0,2 milliard d'euros), tandis que les écarts actuariels sur les provisions pour retraites et autres engagements contribuent à une baisse de - 0,1 milliard d'euros.

6 TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les transactions avec les parties liées sont décrites en Note 24 des notes aux comptes du Document de Référence 2010, et mises à jour en Note 11 aux comptes semestriels 2011.

7 DESCRIPTION DES PRINCIPAUX RISQUES ET INCERTITUDES POUR LES SIX MOIS RESTANTS DE L'EXERCICE

La section facteurs de risque (chapitre 5) du Document de Référence 2010 contient une description détaillée des facteurs de risque auxquels le Groupe est exposé. L'évolution sur le semestre des litiges et des risques liés aux instruments financiers auxquels le Groupe est exposé est présentée respectivement en Note 10 et Note 8 aux comptes semestriels 2011.

À l'exception de ces points, il n'est pas anticipé de risques ou incertitudes autres que ceux présentés dans ce Document.

8 PERSPECTIVES

Les résultats du 1^{er} semestre 2011 permettent de confirmer l'objectif d'un Ebitda 2011 compris entre 17 et 17,5 milliards d'euros ⁽¹⁾, avant impacts défavorables du climat au 1^{er} semestre 2011 et du risque tarifaire français. À fin juin, l'impact défavorable du climat enregistré sur nos marchés domestiques est estimé à 465 millions d'euros. Le risque de gel des tarifs de distribution publique de gaz en France dépend des décisions à venir, sachant que tout retard de 1 point au 1^{er} octobre 2011 entre le coût de la ressource et le prix refacturé est estimé, sur la base des *forwards* à début août, à 40 millions d'euros.

Sur le deuxième semestre, le Groupe va travailler activement sur son environnement réglementaire, continuer son intégration et sa restructuration avec notamment le projet de Branche Energie Europe, mettre en œuvre l'accord de coopération signé avec CIC et poursuivre son programme d'optimisation de portefeuille et d'investissements, afin d'accroître sa rentabilité.

Le Groupe versera le 15 novembre 2011 un acompte sur dividende de 0,83 euro par action au titre de l'exercice 2011, égal à l'acompte versé il y a un an. Le montant total du dividende au titre de l'exercice 2011 sera proposé par le Conseil d'administration à l'Assemblée générale des actionnaires du 23 avril 2012.

(1) Sur la base d'un climat moyen et sans changement majeur de la réglementation et de l'environnement économique. Les hypothèses sous-jacentes 2011 sont les suivantes : Brent moyen de 92 \$/bbl ; prix moyen de l'électricité baseload en Belgique de 50 €/ MWh ; prix moyen du gaz à Zeebrugge de 23 €/MWh.

COMPTES CONSOLIDÉS

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2011	31 décembre 2010 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	5	12 810	12 780
Goodwill	5	30 278	27 933
Immobilisations corporelles nettes	5	88 866	78 703
Titres disponibles à la vente	7	3 813	3 252
Prêts et créances au coût amorti	7	4 519	2 794
Instruments financiers dérivés	7	2 490	2 532
Participations dans les entreprises associées	6	2 552	1 980
Autres actifs		1 411	1 440
Impôts différés actif		1 557	1 909
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		148 297	133 323
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	7	1 017	1 032
Instruments financiers dérivés	7	7 672	5 739
Clients et autres débiteurs	7	25 483	20 501
Stocks		5 108	3 870
Autres actifs		7 684	6 957
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	7	1 524	1 713
Trésorerie et équivalents de trésorerie	7	10 372	11 296
TOTAL ACTIFS COURANTS		58 860	51 107
TOTAL ACTIF		207 156	184 429

(1) Données 2010 retraitées. Voir Note 1.2.

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2011	31 décembre 2010 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		63 211	62 114
Participations ne donnant pas le contrôle		15 578	8 513
TOTAL CAPITAUX PROPRES		78 789	70 627
Passifs non courants			
Provisions		13 308	12 989
Dettes financières	7	41 687	38 179
Instruments financiers dérivés	7	2 651	2 104
Autres passifs financiers	7	778	780
Autres passifs		2 394	2 342
Impôts différés passif		13 793	12 437
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		74 612	68 830
Passifs courants			
Provisions		1 548	1 480
Dettes financières	7	10 960	9 059
Instruments financiers dérivés	7	7 742	5 738
Fournisseurs et autres créanciers	7	18 708	14 835
Autres passifs		14 799	13 861
TOTAL PASSIFS COURANTS		53 755	44 973
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		207 156	184 429

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 ou variations.

(1) Données 2010 retraitées. Voir Note 1.2.

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2011	30 juin 2010
Chiffre d'affaires		45 678	42 346
Achats		(23 534)	(22 401)
Charges de personnel		(6 395)	(5 882)
Amortissements, dépréciations et provisions		(3 425)	(2 817)
Autres produits et charges opérationnels		(7 093)	(6 030)
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	4	5 231	5 215
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(95)	(48)
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers		(63)	(343)
Restructurations		(51)	(124)
Effets de périmètre		592	1 216
Autres éléments non récurrents		51	197
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	4	5 664	6 114
Charges financières		(1 613)	(1 411)
Produits financiers		538	341
RÉSULTAT FINANCIER	4	(1 075)	(1 070)
Impôt sur les bénéfices	4	(1 371)	(1 086)
Quote-part de résultat des entreprises associées	6	300	188
RÉSULTAT NET		3 519	4 145
Résultat net part du Groupe		2 738	3 565
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		781	581
Résultat net part du Groupe par action (euros)		1,25	1,63
Résultat net part du Groupe par action dilué (euros)		1,24	1,62

ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Note	30 juin 2011	30 juin 2011 Quote part du Groupe	30 juin 2011 Quote part des participations ne donnant pas le contrôle	30 juin 2010	30 juin 2010 Quote part du Groupe	30 juin 2010 Quote part des participations ne donnant pas le contrôle
RESULTAT NET		3 519	2 738	781	4 145	3 565	581
Actifs financiers disponibles à la vente	7	(35)	(22)	(13)	(88)	(77)	(11)
Couverture d'investissement net		215	156	59	(414)	(351)	(63)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)		81	104	(23)	(213)	(144)	(69)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)		192	185	6	413	409	4
Pertes et gains actuariels		90	54	35	(286)	(273)	(13)
Ecarts de conversion		(991)	(662)	(329)	1 683	1 328	355
Impôts différés		(149)	(142)	(7)	89	56	33
Quote-part du résultat global des sociétés associées		(79)	(37)	(42)	21	25	(4)
Autres éléments du résultat global		(676)	(363)	(313)	1 205	972	233
RESULTAT GLOBAL		2 842	2 375	468	5 351	4 537	814

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
RÉSULTAT NET	3 519	4 145
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(300)	(188)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	137	125
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	3 313	3 113
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(608)	(1 413)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	95	48
- Autres éléments sans effet de trésorerie	68	41
- Charge d'impôt	1 371	1 086
- Résultat financier	1 075	1 070
MBA avant résultat financier et impôt	8 670	8 027
+ Impôt décaissé	(1 082)	(661)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(741)	(598)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	6 847	6 768
Investissements corporels et incorporels	(3 811)	(4 228)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis ⁽¹⁾	(805)	(640)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et co-entreprises	(40)	(30)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(86)	(104)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	84	213
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	8	428
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	1 073	1 165
Cessions de titres disponibles à la vente	96	282
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	29	30
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	49	93
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	215	(42)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(3 188)	(2 833)
Dividendes payés	(2 066)	(1 910)
Remboursement de dettes financières	(3 764)	(5 307)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	207	129
Intérêts financiers versés	(1 163)	(941)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	98	59
Augmentation des dettes financières	2 285	2 945
Augmentation/diminution de capital	181	(33)
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(85)	(396)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(45)	20
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(4 353)	(5 432)
Effet des variations de change et divers	(230)	276
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(924)	(1 220)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 296	10 324
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	10 372	9 104

(1) Dont l'effet lié à l'acquisition du groupe International Power Plc présentée en Note 2.1.

ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consol- idées	Variations de juste valeur et autres	Ecarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du groupe	Partici- pations ne donnant pas le contrôle	Total
Capitaux propres au 31 décembre 2009	2 260 976 267	2 261	30 590	28 810	623	(355)	(1 644)	60 285	5 241	65 527
correction d'erreur - cf note 1.2				(91)				(91)		(91)
Capitaux propres retraités au 1^{er} janvier 2010	2 260 976 267	2 261	30 590	28 720	623	(355)	(1 644)	60 195	5 241	65 436
Résultat net				3 565				3 565	581	4 145
Autres éléments du résultat global				(163)	(192)	1 328		972	233	1 205
Résultat global				3 401	(192)	1 328		4 537	814	5 351
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	395 068	0	6	36				42		42
Dividendes distribués en numéraire				(1 484)				(1 484)	(422)	(1 906)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(56)			(340)	(396)		(396)
Transactions entre actionnaires				(162)				(162)	108	(54)
Regroupements d'entreprises				3				3	1 317	1 321
Autres variations				(2)				(2)	3	1
Capitaux propres retraités au 30 juin 2010	2 261 371 335	2 261	30 596	30 456	431	973	(1 984)	62 733	7 062	69 794
Capitaux propres au 31 décembre 2010	2 250 295 757	2 250	29 682	29 614	800	522	(665)	62 205	8 513	70 718
correction d'erreur - cf note 1.2				(91)				(91)		(91)
Capitaux propres retraités au 1^{er} janvier 2011	2 250 295 757	2 250	29 682	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				2 738				2 738	781	3 519
Autres éléments du résultat global				103	196	(662)		(363)	(313)	(676)
Résultat global				2 841	196	(662)		2 375	468	2 842
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	871 535	1	15	60				76	4	80
Dividendes distribués en numéraire ⁽¹⁾				(1 490)				(1 490)	(789)	(2 279)
Achat/vente de titres d'autocontrôle				(14)			(71)	(85)		(85)
Regroupements d'entreprises (International Power - cf note 2)				159				159	6 171	6 330
Transactions entre actionnaires (opération GRT Gaz - cf note 2)				185				185	925	1 110
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									157	157
Distribution de dividendes en actions et variation d'autocontrôle SEC				(40)				(40)	131	91
Autres variations				(83)				(83)	(2)	(85)
Capitaux propres au 30 juin 2011	2 251 167 292	2 251	29 697	31 141	996	(139)	(736)	63 211	15 578	78 788

(1) L'Assemblée Générale du 2 mai 2011 a décidé la distribution d'un dividende de 1,50 euro par action au titre de l'exercice 2010. Un acompte de 0,83 euro par action ayant été versé le 15 novembre 2010, GDF SUEZ a distribué en mai 2011 le solde de 0,67 euro par action (2 223 868 213 actions représentant un versement de 1 490 millions d'euros), soit un total dividende distribué de 3 336 millions d'euros.

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE GDF SUEZ

GDF SUEZ SA, société mère du Groupe, est une Société Anonyme à Conseil d'Administration soumise aux dispositions du livre II du Code du Commerce, ainsi qu'à toutes les autres dispositions légales applicables aux sociétés commerciales françaises. Elle a été constituée le 20 novembre 2004 pour une durée de 99 ans.

Elle est régie par les dispositions légales et réglementaires, en vigueur et à venir, applicables aux sociétés anonymes et par ses statuts.

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

Les titres de GDF SUEZ sont cotés sur les Bourses de Paris, Bruxelles et Luxembourg. Le Groupe est un des premiers énergéticiens au niveau mondial, présent sur l'ensemble de la chaîne de l'énergie, en électricité et en gaz naturel, de l'amont à l'aval. En inscrivant la croissance responsable au cœur de ses métiers (énergie, services à l'énergie et environnement), il se donne pour mission de relever les grands défis : répondre aux besoins en énergie, assurer la sécurité d'approvisionnement, lutter contre les changements climatiques et optimiser l'utilisation des ressources.

En date du 9 août 2011, les états financiers consolidés condensés semestriels du Groupe au 30 juin 2011 ont été présentés au Conseil d'Administration qui a autorisé leur publication.

NOTE 1 RÉFÉRENTIEL ET PRINCIPES COMPTABLES

1.1 Référentiel

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 au référentiel IFRS tel que publié par l'IASB et aux IFRS 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 2011, 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 annuels et doivent donc être lus conjointement avec les états financiers consolidés de l'exercice 2010, sous réserve des particularités propres à l'établissement des comptes intermédiaires décrites ci-après.

1.2 Retraitement des états financiers consolidés 2010 conformément à IAS 8

Au cours du semestre, une erreur a été détectée dans la détermination de la créance de « gaz en compteur » comptabilisée dans le Secteur Énergie France. Cette erreur résulte de l'utilisation d'un modèle incomplet et de certains paramètres de calcul erronés. L'essentiel de l'incidence cumulée de cette erreur est antérieur au 22 juillet 2008, date de la fusion entre Gaz de France et Suez, affectant ainsi la juste valeur des actifs acquis dans le cadre de cette opération, et donc le goodwill, le coût du regroupement d'entreprises demeurant inchangé. Au 31 décembre 2010, les postes Goodwill, Clients et autres débiteurs, Impôts différés actifs, Autres dettes, et Capitaux propres ont été corrigés pour respectivement + 366 millions d'euros, - 833 millions d'euros, + 240 millions d'euros, - 137 millions d'euros et - 91 millions d'euros. L'impact de cette erreur sur le résultat au 30 juin 2010, au

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

31 décembre 2010 et sur les indicateurs clés du Secteur Énergie France n'est pas significatif, aussi le compte de résultat 2010 et les indicateurs du secteur Énergie France n'ont-ils pas été retraités. En conséquence, le résultat par action de base et dilué, des périodes présentées, n'est pas modifié. Il en va de même des résultats des exercices 2009 et 2008.

Les mesures appropriées ont été mises en place pour renforcer dès le 1^{er} semestre 2011 la fiabilité du modèle de détermination du « gaz en compteur » du Secteur Énergie France et adapter en conséquence les dispositifs de contrôle interne.

Les montants facturés aux 10,1 millions de clients en France n'ont été en aucun cas affectés par cette erreur.

1.3 Principes comptables

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 2010 conformément au référentiel IFRS tel que publié par l'IASB et aux IFRS adoptées par l'Union Européenne, à l'exception des éléments suivants en 1.3.1 :

1.3.1 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2011

- IAS 24 révisée – *Information relative aux parties liées* ; comme la norme le permet, le Groupe a appliqué par anticipation dans ses comptes clos au 31 décembre 2010, les dispositions de la norme relatives aux informations à communiquer par les entreprises publiques ; les amendements relatifs à la définition des parties liées d'application obligatoire en 2011 et leurs conséquences en matière d'informations à fournir, seront appliqués au 31 décembre 2011 ;
- Amendement IAS 32 – *Classement des émissions de droits* ; cet amendement est sans incidence sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2011 ;
- *Improvements to IFRS 2010 – Améliorations aux normes internationales d'information financière IFRS* ; parmi les amendements introduits, ceux relatifs aux normes IAS 34 et IFRS 7 ont une incidence sur les informations relatives aux instruments financiers à fournir par le Groupe au 30 juin 2011. Ces informations sont présentées dans les Notes 7 et 8 ;
- IFRIC 19 – *Extinction de passifs financiers avec des instruments de capitaux propres* ; cette interprétation est sans incidence sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2011 ;
- Amendement IFRIC 14 – *Paiements d'avance d'exigences de financement minimal* ; cet amendement n'a pas induit d'impact significatif sur les états financiers du Groupe au 30 juin 2011.

1.3.2 Normes IFRS dont l'application est obligatoire après 2011 et non anticipée par le Groupe en 2011

Normes et amendements applicables en 2012

- Amendements IAS 12 – *Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents* ⁽²⁾;
- Amendements IAS 1 – *Présentation des autres éléments du résultat global* ⁽²⁾;
- Amendement IFRS 7 – *Informations à fournir en cas de transfert d'actifs financiers* ⁽²⁾.

Normes et amendements applicables en 2013

- IFRS 9 – *Instruments financiers – Classement et évaluation* ⁽²⁾;
- IFRS 10 – *États financiers consolidés* ⁽²⁾;
- IFRS 11 – *Partenariat* ⁽²⁾;
- IFRS 12 – *Informations à fournir sur les participations dans d'autres entités* ⁽²⁾;
- Amendement IAS 27 – *États financiers individuels* ⁽²⁾;
- Amendement IAS 28 – *Participations dans des entreprises associées et des coentreprises* ⁽²⁾;
- IFRS 13 – *Évaluation à la juste valeur* ⁽²⁾;
- Amendements IAS 19 – *Avantages du personnel* ⁽²⁾.

L'analyse des incidences de l'application de ces normes est en cours.

1.4 Utilisation d'estimations et du jugement

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 la période.

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 goodwill, des immobilisations corporelles et incorporelles ;

(2) Ces normes et interprétations n'étant pas encore adoptées par l'Union Européenne, il s'agit d'une traduction libre.

- l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, 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 compteur ;
- 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 2010.

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 la comptabilisation des contrats de concession, 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 pour la détermination des « activités normales » au regard d'IAS 39 pour les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz.

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.

1.5 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 2011 ne sont pas nécessairement indicatifs de ceux pouvant être attendus pour l'ensemble de l'exercice 2011.

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 le taux effectif moyen annuel estimé pour l'année en cours.

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 les 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 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Acquisition du groupe International Power Plc

2.1.1 Description de la transaction

La prise de contrôle du groupe International Power Plc (« International Power ») par le Groupe GDF SUEZ, annoncée publiquement le 10 août 2010, est devenue effective le 3 février 2011.

Les principales étapes de ce rapprochement ont été les suivantes :

- **10 août 2010** : Signature par les conseils d'administration de GDF SUEZ et International Power d'un protocole d'accord détaillant les principaux termes et conditions de la proposition de rapprochement entre International Power et les activités de GDF SUEZ Énergie International (hors Europe) et certains actifs au Royaume Uni et en Turquie (collectivement désignés « GDF SUEZ Énergie International ») ;
- **13 octobre 2010** : Signature par GDF SUEZ, Electrabel et International Power du Traité d'Apport (« Merger Deed ») et des autres principaux accords régissant les relations entre GDF SUEZ et le nouvel ensemble International Power après réalisation du rapprochement ;
- **16 décembre 2010** : Approbation par l'Assemblée Générale d'International Power du rapprochement avec GDF SUEZ Énergie International ;
- **3 février 2011** : Réalisation de la transaction et prise de contrôle d'International Power suite à la levée des conditions suspensives notamment l'obtention de l'accord de certaines autorités réglementaires ou de la concurrence, certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionariale des activités apportées, l'admission à la cote officielle de la UK Listing Authority (UKLA) et aux négociations sur le marché principal du London Stock Exchange des nouvelles actions International Power.

L'acquisition d'International Power a été réalisée via l'apport par GDF SUEZ de GDF SUEZ Énergie International à International Power en échange de 3 554 347 956 nouvelles actions ordinaires émises par International Power le 3 février 2011.

Dans le cadre de la réalisation de l'apport, GDF SUEZ a, conformément au Traité d'Apport, préalablement effectué certaines réorganisations concernant le périmètre et la structure actionnariale des activités apportées et a procédé à des contributions en fonds propres de 5 277 millions d'euros et 1 413 millions de livres sterling (soit 1 659 millions d'euros) au profit d'entités de GDF SUEZ Énergie International. Cette augmentation de capital de 1 413 millions de livres sterling est destinée à financer un dividende exceptionnel de 92 pence par action (soit 1 659 millions d'euros) qui a été payé le 25 février 2011 aux actionnaires (à l'exclusion des porteurs de nouvelles actions ordinaires) figurant sur le registre des actionnaires d'International Power le 11 février 2011, date d'enregistrement.

À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient 69,78 % des droits de vote du groupe International Power.

Ce rapprochement entre International Power et les activités GDF SUEZ Énergie International donne naissance au leader mondial de la production indépendante d'électricité. Il permet à GDF SUEZ d'accélérer son développement industriel et de renforcer la présence internationale du Groupe aux États-Unis, au Royaume-Uni et sur les marchés en croissance rapide du Moyen-Orient et d'Asie.

Le groupe International Power est consolidé par intégration globale dans les états financiers du Groupe GDF SUEZ à compter du 3 février 2011.

Afin de se conformer aux exigences de la Commission Européenne, International Power a conclu le 18 mai 2011 un accord avec Itochu visant à lui céder sa participation dans le projet T-Power en Belgique. Le projet T-Power porte sur la construction et l'exploitation d'une centrale électrique à cycle-combiné gaz de 420 MW.

2.1.2 Juste valeur de la contrepartie transférée

La juste valeur de la contrepartie transférée pour acquérir 69,78 % d'International Power a été évaluée à partir du cours de bourse d'International Power le 3 février 2011, date de réalisation effective du regroupement d'entreprises. La juste valeur transférée s'élève ainsi à 5 130 millions d'euros, elle correspond aux 1 073 millions

d'actions International Power acquises (soit 69,78 % des actions existantes d'International Power avant la réalisation de la transaction) valorisées au cours de bourse du 3 février, soit 4,08 GBP par action (à un taux de change GBP/EUR de 1,17).

2.1.3 Incidences de l'acquisition sur les états financiers consolidés

Le Groupe a décidé d'évaluer les participations ne donnant pas le contrôle à leur juste valeur. La juste valeur de la participation ne donnant pas le contrôle correspondant aux 30,22 % d'International Power non détenus par le Groupe a été évaluée sur la base du cours de bourse d'International Power le 3 février 2011. Les participations détenues par des tiers dans des filiales acquises d'International Power sont évaluées soit selon la méthode des projections de flux de trésorerie actualisés soit selon la méthode dite des « Discounted dividends model ». La juste valeur des entités détenant des actifs dont la production n'est pas pré-vendue est déterminée à partir des hypothèses de marché disponibles à la date d'acquisition concernant le prix de l'électricité et des combustibles ainsi que d'hypothèses à long terme reflétant l'évolution attendue des prix des matières premières. La juste valeur des entités détenant des actifs dont la production est pré-vendue est calculée à partir des plans d'affaires et prévisions existant à la date d'acquisition. Les taux d'actualisation appliqués sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées.

Avant l'acquisition, le Groupe et International Power détenaient respectivement des intérêts de 30 % et 40 % dans l'entité Hidd Power Company au Moyen-Orient. Cette entité était consolidée par mise en équivalence dans les états financiers de GDF SUEZ et International Power. Suite à l'acquisition d'International Power, le Groupe a pris le contrôle d'Hidd Power Company et a, conformément à IFRS 3, réévalué à la juste valeur les intérêts précédemment détenus dans Hidd Power Company. L'effet de cette réévaluation et du recyclage en résultat des montants relatifs à des couvertures de flux de trésorerie comptabilisés en « Autres éléments du résultat global » s'élève à - 5 millions d'euros et est présenté sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles.

Au 30 juin 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours du second semestre 2011.

Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs préliminaires attribuées aux actifs et passifs identifiables d'International Power à la date d'acquisition (en millions d'euros) :

<i>En millions d'euros</i>	Total
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	152
Immobilisations corporelles nettes	10 421
Titres disponibles à la vente	131
Prêts et créances au coût amorti	1 718
Instruments financiers dérivés	104
Participations dans les entreprises associées	1 208
Autres actifs	89
Impôts différés actif	44
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	13 869
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	56
Instruments financiers dérivés	149
Clients et autres débiteurs, stock et autres actifs	1 426
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 238
TOTAL ACTIFS COURANTS	2 868
Passifs non courants	
Provisions	94
Dettes financières	6 934
Instruments financiers dérivés	601
Autres passifs	165
Impôts différés passif	1 231
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	9 025
Passifs courants	
Provisions	243
Dettes financières	691
Instruments financiers dérivés	49
Fournisseurs et autres créanciers, et autres passifs	1 185
TOTAL PASSIFS COURANTS	2 169
TOTAL ACTIF NET (100 %)	5 544
Contrepartie transférée	5 130
Réévaluation des intérêts précédemment détenus dans Hidd Power Company	32
Dénouement du dérivé de change en couverture du dividende exceptionnel	23
Participations ne donnant pas le contrôle	3 007
GOODWILL	2 649

Le goodwill de 2 649 millions d'euros représente essentiellement les synergies attendues sur les plans opérationnels (optimisation des coûts centraux et régionaux et des contrats de maintenance à long terme, rationalisation des achats et des activités de trading...) et financiers (refinancement de certains emprunts à un coût moindre grâce à la réduction du coût du financement pour le nouvel ensemble) ainsi que des capacités de développement et des parts de marché.

Cette acquisition se traduit par une augmentation des capitaux propres de 6 330 millions d'euros, dont 6 171 au titre des participations ne donnant pas le contrôle. L'impact de 159 millions sur les capitaux propres part du groupe correspond à l'incidence de la dilution de 30 % des intérêts du Groupe dans GDF SUEZ Énergie International et à sa rémunération par la prise de contrôle de 69,78 % de International Power.

La réalisation de cette transaction en février 2011 a un impact net de - 421 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- trésorerie et équivalents de trésorerie acquis à date d'acquisition : + 1 238 millions d'euros ;
- paiement du dividende exceptionnel : - 1 659 millions d'euros.

Les frais d'acquisition relatifs à cette acquisition se sont élevés à 64 millions d'euros. L'essentiel de ces coûts a été comptabilisé au cours du second semestre 2010.

La contribution des entités acquises d'International Power au chiffre d'affaires, au résultat opérationnel courant et au résultat net part du Groupe au 30 juin 2011 s'élèvent respectivement à 1 784 millions d'euros, 223 millions d'euros et 157 millions d'euros.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2011, le Groupe aurait constaté des compléments de chiffre d'affaires et de résultat net part du Groupe s'élevant respectivement à 334 millions d'euros et 72 millions d'euros.

2.2 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25 % dans le capital de GRTgaz

Le 27 juin 2011, le Groupe et le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts ont conclu un accord de partenariat long terme dans le domaine du transport de gaz naturel.

En application de l'accord d'investissement conclu entre les parties, le consortium a acquis pour un prix de 1 110 millions d'euros 25 % du capital social et des droits de vote de GRTgaz, société du Groupe assurant la gestion du réseau de transport de gaz naturel en France. Le paiement du prix est intervenu le 12 juillet 2011 via le versement de 810 millions d'euros au titre de l'acquisition de 9 782 609 actions représentant 18,2 % du capital et la souscription de 3 263 188 actions, soit 6,8 % du capital, dans le cadre d'une augmentation de capital réservée de 300 millions d'euros.

Ces opérations ont été précédées d'une distribution exceptionnelle de GRTgaz au profit de GDF SUEZ pour un montant de 805 millions, le dividende GRTgaz relatif à l'exercice 2010 restant par ailleurs acquis à GDF SUEZ.

La cession de cette participation minoritaire est effective depuis le 27 juin 2011, date de signature de l'accord d'investissement, du pacte d'actionnaire de GRTgaz et de la levée des conditions suspensives. Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GRTgaz.

S'agissant de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable cédée, soit 185 millions d'euros, a été comptabilisée en capitaux propres. Au 30 juin 2011, la créance du Groupe sur le consortium est présentée sur la ligne « clients et autres débiteurs » de l'état de situation financière.

2.3 Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique

Au cours du premier semestre 2011, différentes opérations ont été réalisées, tant en Flandre qu'en Wallonie, sur le capital des intercommunales mixtes gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz dans lesquelles Electrabel, filiale à 100 % du Groupe, détient des participations.

Ces opérations se sont inscrites dans la continuité des accords précédemment convenus entre le Groupe et le secteur public dans le contexte de la libéralisation des marchés de l'énergie et de la volonté de l'Union Européenne et du législateur belge de renforcer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution.

En Flandre, des réductions de capital ont été réalisées courant juin 2011, immédiatement suivies par des augmentations de capital souscrites intégralement par le secteur public. Ces modifications du capital ont conduit à réduire les droits de vote du Groupe en assemblée générale.

À l'issue de ces opérations, et compte tenu de la situation particulière propre à la Région flamande, dont notamment le décret régional qui impose à Electrabel la cession totale de ses participations au capital des gestionnaires de réseaux de distribution flamands au plus tard en 2018, le Groupe a décidé, de manière irrévocable, de renoncer à toute présence au sein des organes d'Eandis, l'opérateur unique des réseaux, et de limiter de façon substantielle ses droits au sein des organes de décision des intercommunales mixtes. Les dispositions prises en matière de gouvernance ont porté tant sur la représentation dans les conseils d'administration que sur le pouvoir de vote en assemblée générale.

Compte tenu des droits résiduels dont le Groupe dispose suite à ces événements, il n'exerce plus d'influence notable sur les intercommunales flamandes à partir du 30 juin 2011. De ce fait, la méthode de la mise en équivalence n'est plus appropriée et ces titres doivent être présentés en tant que « Titres disponibles à la vente » dans les états financiers semestriels 2011. Conformément aux normes applicables en la matière, la participation conservée a été reconnue à la juste valeur et l'écart par rapport à la valeur comptable est présenté en compte de résultat, sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles, pour un montant de 425 millions d'euros.

En Wallonie, le Groupe a cédé 5 % de titres d'intercommunales, ramenant sa participation au 30 juin 2011 à 25 %. Cette cession s'est traduite par un gain de 83 millions d'euros, présenté en « Effets de périmètre ».

Des réductions de capital ont également été réalisées courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent.

Le contexte, légal et politique, propre aux intercommunales wallonnes, n'a conduit à aucune modification de la gouvernance de ces entités, qui continuent à être mises en équivalence dans les comptes du Groupe.

2.4 Finalisation de l'accord avec ACEA Spa concernant la fin du partenariat entre les deux groupes dans les activités Énergie en Italie

L'accord du 16 décembre 2010 mettant fin au partenariat et au pacte d'actionnaires entre le Groupe et ACEA dans le domaine de l'Énergie en Italie est entré en vigueur au premier trimestre 2011 suite, en particulier, à la levée des dernières conditions suspensives.

En 2010, les activités du groupe Acea Electrabel étaient contrôlées conjointement par le Groupe et ACEA et étaient à ce titre consolidées selon la méthode de l'intégration proportionnelle dans les états financiers du Groupe.

En application de la transaction globale conclue avec ACEA sur le décroisement des participations communes, les deux parties ont procédé aux opérations suivantes :

- le Groupe a acquis la participation d'ACEA dans la holding détenant 50 % du capital de la société de production d'électricité Tirreno Power pour un prix de 108 millions d'euros. Cette opération a permis au Groupe de porter son pourcentage

d'intérêt dans Tirreno Power de 35 à 50 %. Tirreno Power, codétenue avec Energia Italiana, demeure consolidée par intégration proportionnelle ;

- le Groupe a pris le contrôle des activités de négoce d'AceaElectrabel Trading Spa (AET) en acquérant pour 20 millions d'euros la participation d'AceaElectrabel dans cette entité. AET est désormais détenue à 100 % par le Groupe ;
- le Groupe a cédé à ACEA sa participation de 40,59 % dans AceaElectrabel Elettricità (AEE), société commercialisant du gaz et de l'électricité dans la ville de Rome pour un prix de 57 millions d'euros ;
- suite à une opération de « spin off » d'AceaElectrabel Produzione Spa (AEP), certains actifs de production électriques d'AEP (les actifs de production hydroélectriques et deux autres centrales électriques situées près de Rome) ont été transférés à une entité détenue à 100 % par ACEA. En contrepartie de cette cession d'actifs qui s'élève à 130 millions d'euros, le Groupe a pris le contrôle d'AEP, dont il détient désormais 100 % (après « spin off ») pour un prix de 76 millions d'euros ;
- enfin, le Groupe a acquis pour 9 millions d'euros des droits de préemption sur les actifs hydroélectriques transférés à ACEA ainsi que sur AEE. Par ailleurs, les deux groupes ont procédé au rachat des prêts actionnaires concernés par les opérations de décroisement, ces opérations se sont traduites par un paiement net de 25 millions d'euros au profit d'ACEA.

Cette transaction permet à GDF SUEZ de finaliser l'intégration de ses activités énergie en Italie dont il maîtrise désormais toute la chaîne de valeur, de l'approvisionnement en gaz jusqu'à la distribution et la commercialisation.

Suite à la prise de contrôle des entités AEP et AET, le Groupe a, conformément à IFRS 3 révisée, réévalué les intérêts précédemment détenus dans ces entités. L'effet net de cette réévaluation et des résultats de cession s'élève à - 6 millions d'euros. Ces impacts sont présentés sur la ligne « Effets de périmètre » du résultat des activités opérationnelles.

Au 30 juin 2011, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours du second semestre 2011.

Le tableau ci-dessous présente les valeurs comptables des actifs et passifs identifiables de AET, AEP et ses filiales, et Tirreno Power au 30 juin 2011 (en millions d'euros) :

En millions d'euros

Actifs non courants	
Immobilisations Incorporelles nettes	89
Immobilisations Corporelles nettes	1 345
Autres actifs non courants	43
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	1 477
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	564
Autres actifs courants	179
Trésorerie et équivalent de trésorerie	261
TOTAL ACTIFS COURANTS	1 003
Passifs non courants	
Provisions non courantes	35
Dettes financières non courantes	603
Autres passifs non courants	156
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	794
Passifs courants	
Provisions courantes	15
Dettes financières courantes	544
Autres dettes courantes	485
TOTAL PASSIFS COURANTS	1 043
ACTIF NET 100 %	642

Cette transaction globale a un impact net négatif de 226 millions d'euros sur les flux de trésorerie du Groupe. Cet impact net comprend les effets suivants :

- trésorerie et équivalents de trésorerie acquis/cédés à date d'acquisition : - 174 millions d'euros ;
- décaissement net sur les acquisitions, cessions de titres et les remboursements nets de prêts : - 52 millions d'euros.

À l'issue de cette opération d'ensemble, le goodwill comptabilisé s'élève à 72 millions d'euros.

L'impact de ces changements de périmètre sur le chiffre d'affaires et sur le résultat net part du Groupe au 30 juin 2011 s'élève respectivement à + 57 millions d'euros et + 9 millions d'euros.

2.5 Autres opérations du premier semestre 2011

Diverses acquisitions et prises de participation, dont les incidences individuelles et cumulées (prise de contrôle de la société WSN Environmental Solutions en Australie et de Proenergy Contracting en Allemagne) sur les états financiers du groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours du premier semestre 2011.

NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Suite à l'acquisition du groupe International Power plc (« International Power ») le 3 février 2011 (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), les activités de la Branche Énergie Europe et International sont désormais présentées sur la base de la segmentation suivante : Division Benelux/Allemagne, Division Europe et la division International Power.

Le secteur opérationnel International Power :

- produit et commercialise de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie, Royaume-Uni et Autre Europe, Moyen-Orient et Afrique ainsi qu'en Australie ;
- distribue et commercialise du gaz en Amérique du Nord, Turquie et Australie ;
- intervient dans l'importation et la regazéification de gaz en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.

En 2010, le Groupe présentait les informations relatives à ses activités Énergie International apportées à International Power selon les trois secteurs opérationnels suivants : Amérique du Nord, Amérique Latine et « Moyen-Orient, Asie et Afrique ». Les actifs au Royaume-Uni ainsi que les activités de distribution de gaz en Turquie apportés à International Power étaient précédemment présentés au sein de la Division Europe.

Les informations sectorielles comparatives au titre du premier semestre 2010 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 30 juin 2011.

Les autres secteurs opérationnels du Groupe sont décrits dans la Note 3 « Information sectorielle » des états financiers consolidés au 31 décembre 2010.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

Chiffre d'affaires

En millions d'euros	30 juin 2011			30 juin 2010		
	Hors groupe	Groupe	Total	Hors groupe	Groupe	Total
Énergie France	7 401	275	7 676	8 089	271	8 360
Énergie Europe et International	18 259	339	18 598	15 864	91	15 955
dont : Division Benelux/Allemagne	7 130	429	7 559	7 348	450	7 798
Division Europe	3 527	152	3 679	3 311	212	3 522
International Power	7 601	170	7 772	5 206	201	5 406
Élimination des transactions intra BEEI		(412)	(412)		(772)	(772)
Global Gaz & GNL	4 868	6 302	11 171	4 520	6 194	10 714
Infrastructures	691	2 258	2 949	587	2 499	3 085
Énergie Services	7 087	83	7 170	6 693	90	6 783
SUEZ Environnement	7 373	3	7 375	6 593	3	6 596
Autres	0	0	0	0	0	0
Élimination des transactions internes		(9 261)	(9 261)		(9 148)	(9 148)
TOTAL DU CHIFFRE D'AFFAIRES	45 678	0	45 678	42 346	0	42 346

EBITDA

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Énergie France	598	732
Énergie Europe et International	3 761	3 098
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	1 151	1 316
<i>Division Europe</i>	580	604
<i>International Power</i>	2 056	1 193
Global Gaz & GNL	1 177	1 146
Infrastructures	1 669	1 832
Énergie Services	540	482
SUEZ Environnement	1 232	1 042
Autres	(112)	(139)
TOTAL EBITDA	8 865	8 194

Résultat Opérationnel Courant

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Énergie France	359	525
Énergie Europe et International	2 428	2 254
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	813	1 065
<i>Division Europe</i>	353	380
<i>International Power</i>	1 287	823
Global Gaz & GNL	604	605
Infrastructures	1 086	1 250
Énergie Services	377	332
SUEZ Environnement	561	437
Autres	(184)	(187)
TOTAL ROC	5 231	5 215

Dotations aux Amortissements

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Énergie France	(229)	(176)
Énergie Europe et International	(1 296)	(779)
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	(296)	(219)
<i>Division Europe</i>	(221)	(207)
<i>International Power</i>	(779)	(353)
Global Gaz & GNL	(610)	(549)
Infrastructures	(576)	(583)
Énergie Services	(159)	(144)
SUEZ Environnement	(511)	(443)
Autres	(38)	(34)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(3 419)	(2 708)

Capitaux Engagés Industriels

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	31 déc. 2010
Énergie France	7 425	6 903
Énergie Europe et International	47 234	36 233
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	9 192	9 768
<i>Division Europe</i>	8 506	8 318
<i>International Power</i>	29 531	18 185
Global Gaz & GNL	7 330	9 027
Infrastructures	19 145	19 072
Énergie Services	3 226	2 828
SUEZ Environnement	13 308	13 313
Autres	1 661	155
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 328	87 530

Investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Énergie France	172	314
Énergie Europe et International	1 922	2 139
<i>dont : Division Benelux/Allemagne</i>	482	570
<i>Division Europe</i>	427	246
<i>International Power</i>	1 013	1 322
Global Gaz & GNL	174	466
Infrastructures	720	781
Énergie Services	201	227
SUEZ Environnement	928	1 531
Autres	81	78
TOTAL INVESTISSEMENTS	4 199	5 536

Les investissements financiers inclus dans cet indicateur sont hors trésorerie des entités acquises mais comprennent les acquisitions d'intérêts complémentaires dans des entités contrôlées, lesquelles sont présentées en tant que « flux issus des activités de financement » dans le tableau de flux de trésorerie (45 millions d'euros).

3.3 Indicateurs clés par zone géographique

Les indicateurs ci-dessous sont ventilés :

- par zone de commercialisation à la clientèle 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 2011	30 juin 2010	30 juin 2011	31 déc. 2010
France	16 261	16 315	34 417	33 332
Belgique	6 214	6 278	4 977	5 318
Autres Union Européenne	13 247	12 414	29 150	25 460
Autres pays d'Europe	957	582	1 723	2 040
Amérique du Nord	2 736	2 446	9 514	7 991
Asie, Moyen-Orient et Océanie	3 470	2 093	10 373	5 107
Amérique du Sud	2 350	1 804	8 971	8 100
Afrique	444	413	203	180
TOTAL	45 678	42 346	99 328	87 530

3.4 Réconciliation de l'EBITDA

Réconciliation de l'EBITDA avec le Résultat Opérationnel Courant

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Résultat Opérationnel Courant	5 231	5 215
Dotations nettes aux amortissements et provisions	3 425	2 817
Paiements en actions (IFRS 2) et autre	69	43
Charges nettes décaissées des concessions	140	119
EBITDA	8 865	8 194

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

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	31 déc. 2010
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	101 677	91 483
(+) Goodwills	30 278	27 933
(-) goodwill issu de la fusion Gaz de France – Suez ⁽¹⁾	(11 859)	(11 873)
(-) goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 649)	0
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	3 018	1 402
(+) Participations dans des entreprises associées	2 552	1 980
(+) Clients et autres débiteurs	25 483	20 501
(-) appels de marge ^{(1) (2)}	(589)	(547)
(+) Stocks	5 108	3 870
(+) Autres actifs courants et non courants	9 096	8 397
(+) Impôts différés	(12 237)	(10 528)
(-) Provisions	(14 856)	(14 469)
(+) pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	648	657
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(18 708)	(14 835)
(+) appels de marge ^{(1) (2)}	339	542
(-) Autres passifs courants et non courants	(17 193)	(16 203)
(-) Autres passifs financiers	(778)	(780)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	99 328	87 530

(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.

NOTE 4 COMPTE DE RÉSULTAT

4.1 Résultat des Activités Opérationnelles

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	5 231	5 215
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(95)	(48)
Perte de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers	(63)	(343)
Restructurations	(51)	(124)
Effets de périmètre	592	1 216
Autres éléments non récurrents	51	197
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5 664	6 114

4.1.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge de 95 millions d'euros au 30 juin 2011 (contre une charge de 48 millions d'euros au 30 juin 2010) et résulte essentiellement des éléments suivants :

- l'évolution de la juste valeur de contrats à terme mettant en œuvre des stratégies de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture représente une charge nette de 114 millions d'euros (contre une charge nette de

66 millions d'euros au 30 juin 2010). Cette charge résulte essentiellement d'un effet prix négatif sur des couvertures de vente d'électricité et de gaz compte tenu de l'augmentation des indices couverts depuis le 31 décembre 2010 ;

- le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie sur actifs non financiers représente un produit de 27 millions d'euros (contre un produit de 18 millions d'euros au 30 juin 2010).

4.1.2 Pertes de valeur des actifs corporels, incorporels et financiers

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	30 juin 2010
Pertes de valeur		
Goodwills	(0)	(5)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(45)	(269)
Actifs financiers	(32)	(87)
Autres	0	(0)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(77)	(361)
Reprises de pertes de valeur		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	2	2
Actifs financiers	13	17
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	15	18
TOTAL	(62)	(343)

Au-delà des tests de perte de valeur systématiques annuels relatifs aux goodwill 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, ou un actif financier.

4.1.2.1 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles (hors goodwill)

Les pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2011 s'élèvent à 45 millions d'euros. Ce montant ne comprend pas de perte de valeur individuellement significative. Au 30 juin 2010, les pertes de valeur constatées sur les immobilisations affectaient notamment certains actifs en Espagne au sein de la division Énergie Europe pour 156 millions d'euros, dont 131 millions d'euros sur un actif de production d'électricité eu égard à sa situation économique dégradée. Par ailleurs tenant compte des perspectives de développement, des licences d'exploration en Égypte et dans le Golfe du Mexique avaient fait l'objet de réductions de valeurs pour un montant de 48 millions d'euros.

4.1.2.2 Pertes de valeur sur actifs financiers

Les pertes de valeur comptabilisées au 30 juin 2011 s'élèvent à 32 millions d'euros. Ce montant ne comprend pas de perte de valeur individuellement significative. Au 30 juin 2010, le Groupe avait constaté, sur la base du cours de bourse au 30 juin, une perte de valeur de 46 millions d'euros sur ses titres Gas Natural.

L'examen et l'évolution des titres disponibles à la vente sont présentés en Note 7 « Instruments financiers » des présents états financiers consolidés condensés semestriels.

4.1.3 Restructurations

Au 30 juin 2011, les restructurations comprennent notamment des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement et des synergies opérationnelles dans la division International Power (19 millions d'euros) ainsi que des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche Énergie Services (15 millions d'euros).

Au 30 juin 2010, les restructurations comprenaient des coûts d'adaptation au contexte économique dans la branche SUEZ Environnement (50 millions d'euros) et dans la branche Énergie Services (34 millions d'euros). Ce poste intégrait également la poursuite des coûts engagés pour le regroupement des sites tant à Bruxelles (22 millions d'euros) qu'à Paris (8 millions d'euros).

4.1.4 Effets de périmètre

Au 30 juin 2011, ce poste comprend principalement le résultat de 425 millions d'euros relatif à l'effet de la réévaluation à la juste valeur de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales flamandes suite à la perte d'influence notable décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre » et à la comptabilisation de ces titres en tant que « titres disponibles à la vente ». Il comprend également les résultats réalisés dans le cadre de la cession partielle de titres des sociétés intercommunales wallonnes (+ 83 millions d'euros) et de la cession des titres Noverco (+28 millions d'euros).

Au 30 juin 2010, ce poste comprenait les résultats de cession des titres Fluxys (422 millions d'euros), Elia (238 millions d'euros), ainsi que de la Société des Eaux de Marseille et de la Société des Eaux d'Arles dans le cadre du débouclage des participations conjointes avec le groupe Veolia Environnement/Compagnie Générale des Eaux (81 millions d'euros) ainsi que les effets de réévaluation des intérêts précédemment détenus (i) au Chili sur les actifs électriques et de transport pour 147 millions d'euros (ii) dans la Lyonnaise des Eaux suite à la prise de contrôle d'entités dans le cadre du débouclage des participations conjointes avec le groupe Veolia Environnement/Compagnie Générale des Eaux pour 120 millions d'euros et (iii) dans le cadre de la prise de contrôle du groupe Hisusa/Agbar pour 167 millions d'euros.

4.1.5 Autres éléments non récurrents

Au 30 juin 2011, ce poste comprend essentiellement une plus-value de 39 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'immobilisations corporelles dans la branche SUEZ Environnement.

Au 30 juin 2010, ce poste comprenait essentiellement la plus-value réalisée sur la cession des titres VNG dans la branche Global Gaz & GNL.

4.2 Résultat financier

En millions d'euros	30 juin 2011			30 juin 2010		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 024)	155	(869)	(968)	61	(907)
Charges d'intérêts sur dette brute	(1 215)	-	(1 215)	(949)	-	(949)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(3)	-	(3)	(4)	-	(4)
Résultat des couvertures économiques sur emprunts	-	39	39	(146)	-	(146)
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	117	117	-	61	61
Coûts d'emprunts capitalisés	193	-	193	132	-	132
Autres produits et charges financiers	(588)	383	(205)	(443)	281	(163)
RÉSULTAT FINANCIER	(1 613)	538	(1 075)	(1 411)	341	(1 070)

La diminution du coût de la dette nette s'explique principalement par les variations de valeur positives enregistrées sur les couvertures économiques de taux et de change. Cet effet, combiné avec l'augmentation du résultat dégagé sur les placements de trésorerie,

fait plus que compenser l'augmentation de la charge d'intérêt brute induite par l'augmentation de la dette brute moyenne par rapport au 1^{er} semestre 2010 (cf. Note 7.3 « Endettement financier net »).

4.3 Impôts

En millions d'euros	30 juin 2011	30 juin 2010
Résultat net (a)	3 519	4 145
Charge totale d'impôt sur les bénéfices comptabilisée en résultat (b)	(1 371)	(1 086)
Quote-part de résultat des entreprises associées (c)	300	188
RÉSULTAT AVANT IMPÔT ET RÉSULTAT DES ENTREPRISES ASSOCIÉES (A)-(B)-(C)=(D)	4 590	5 044
Taux effectif d'impôt -(B)/(D)	29,9 %	21,5 %

La progression du taux effectif d'impôt provient notamment :

- de l'augmentation de la part relative des résultats réalisés par des entités du secteur de l'exploration production dont le taux d'imposition est supérieur à 50 % ;
- de l'augmentation du taux d'impôt (50 à 62 %) intervenue fin mars 2011 sur les activités d'exploration production au Royaume-Uni ;
- de la comptabilisation d'une charge d'impôt sur le 1^{er} semestre 2011 au titre des activités nucléaires en Belgique ;
- de l'importance des résultats de cession d'actifs et des effets de périmètre comptabilisés au cours du 1^{er} semestre 2010, ces éléments étant le plus souvent sans effet impôt.

Compte tenu des discussions récentes au Parlement sur le niveau de taxation des activités nucléaires en Belgique et des différentes prises de position des partis politiques représentés, ainsi que de l'absence de transposition par voie législative des accords de prolongation de la durée d'exploitation de certaines unités nucléaires, le Groupe considère qu'il devra s'acquitter d'une taxe au titre de l'exercice 2011 estimée, à ce stade, être du même montant que celle de 2010, à savoir 212 millions d'euros sur base annuelle. La charge d'impôt au 30 juin 2011 tient donc compte de cette taxation des activités nucléaires en Belgique. Pour mémoire, la charge d'impôts du 1^{er} semestre 2010 n'incluait aucune taxation à ce titre.

NOTE 5 GOODWILL ET IMMOBILISATIONS

<i>En millions d'euros</i>	Goodwill	Immobilisations incorporelles	Immobilisations corporelles
Valeur brute au 31 décembre 2010	27 966	18 979	111 551
Correction d'erreur (cf. Note 1.2)	366		
A. VALEUR BRUTE RETRAITÉE AU 1^{ER} JANVIER 2011	28 332	18 979	111 551
Acquisitions		359	3 224
Cessions		(24)	(309)
Variations de périmètre et Autres	2 573	386	12 061
Écarts de conversion	(271)	(169)	(2 063)
Au 30 juin 2011	30 635	19 533	124 464
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR AU 31 DÉCEMBRE 2010	(399)	(6 199)	(32 848)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(0)	(547)	(2 917)
Cessions		21	274
Variations de périmètre et Autres	23	(67)	(633)
Écarts de conversion	20	70	527
Au 30 juin 2011	(357)	(6 722)	(35 598)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE = A + B AU 31 DÉCEMBRE 2010	27 933	12 780	78 703
Au 30 juin 2011	30 278	12 810	88 866

Les effets des variations de périmètre et autres sur le semestre proviennent essentiellement de l'acquisition du groupe International Power et de l'opération Acea décrites dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

Les écarts de conversion sur la valeur nette des immobilisations corporelles sont essentiellement constatés sur le dollar américain (-988 millions d'euros), la livre sterling (-218 millions d'euros), le peso chilien (-174 millions d'euros), le baht thaïlandais (-145 millions d'euros), le réal brésilien (-66 millions d'euros), et le dollar australien (+67 millions d'euros).

NOTE 6 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

En millions d'euros	Valeurs comptables des participations dans les entreprises associées		Quote-part de résultat dans les entreprises associées	
	30 juin 2011	31 déc. 2010	30 juin 2011	30 juin 2010
Sociétés intercommunales belges	32	416	144	113
GASAG	485	468	15	16
GTT	106	117	(2)	2
Noverco	0	229	7	12
PT Paiton Energy Company	523		27	
Autres	1 407	750	109	46
TOTAL	2 552	1 980	300	188

L'augmentation de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées est principalement liée aux entrées de périmètre des entreprises associées d'International Power. L'opération International Power est décrite dans la Note 2 « Principales variations de périmètre ».

Comme indiqué dans la Note 2 « Principales variations de périmètre », des réductions de capital ont été réalisées dans les intercommunales flamandes et wallonnes courant juin 2011. La quote-part du Groupe dans ces réductions de capital étant supérieure à la valeur de mise en équivalence, l'excédent a été comptabilisé en résultat pour ramener les titres à une valeur nulle. Il en résulte un impact positif de 49 millions d'euros, présenté en « Quote-part de résultat des entreprises associées », la comptabilisation des quotes-parts dans le résultat de ces entités étant « suspendue » pour les périodes ultérieures jusqu'à apurement de l'excédent.

Enfin, le Groupe a cédé sa participation dans Noverco le 30 juin 2011.

Le montant total des pertes non comptabilisées des entreprises associées (qui correspond au montant cumulé des pertes excédant la valeur comptable des participations dans les entreprises associées), en ce compris les autres éléments du résultat global, s'élève à 170 millions d'euros au 30 juin 2011. Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt (« autres éléments du résultat global ») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau.

NOTE 7 INSTRUMENTS FINANCIERS

7.1 Actifs financiers

Les différentes catégories d'actifs financiers ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentées dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2011			31 décembre 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 813		3 813	3 252		3 252
Prêts et créances au coût amorti	4 519	26 500	31 019	2 794	21 553	24 326
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	4 519	1 017	5 536	2 794	1 032	3 825
<i>Clients et autres débiteurs</i>		25 483	25 483		20 501	20 501
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 490	9 197	11 687	2 532	7 452	9 984
<i>Instruments financiers dérivés</i>	2 490	7 672	10 163	2 532	5 739	8 271
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat hors dérivés</i>		1 524	1 524		1 713	1 713
Trésorerie et équivalents de trésorerie		10 372	10 372		11 296	11 296
TOTAL	10 823	46 068	56 891	8 578	40 280	48 858

7.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2010	3 252
Acquisitions	97
Cessions (valeur comptable cédée)	(75)
Variation de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(35)
Variation de juste valeur enregistrée en résultat	(11)
Variations de périmètre, change et divers	585
Au 30 juin 2011	3 813

Le poste « variations de périmètre, change et divers » comprend principalement la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »).

7.2 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.

Les différents passifs financiers au 30 juin 2011 ainsi que leur ventilation entre leur part « non courante » et « courante » sont présentés dans le tableau ci-après :

En millions d'euros	30 juin 2011			31 décembre 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	41 687	10 960	52 647	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés	2 651	7 742	10 393	2 104	5 738	7 842
Fournisseurs et autres créanciers	-	18 708	18 708	-	14 835	14 835
Autres passifs financiers	778	-	778	780	-	780
TOTAL	45 116	37 409	82 525	41 063	29 632	70 694

7.3 Endettement financier net

7.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	30 juin 2011			31 décembre 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	41 527	9 977	51 504	37 512	8 210	45 722
Impact du coût amorti	140	390	530	621	191	812
Impact de la couverture de juste valeur ^(a)	20	61	81	46	119	165
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette – passif		532	532		539	539
DETTES FINANCIÈRES	41 687	10 960	52 647	38 179	9 059	47 238
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette au passif ^(b)	991	179	1 169	969	157	1 126
DETTE BRUTE	42 677	11 139	53 816	39 148	9 216	48 364
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 381)	(1 381)	0	(1 555)	(1 555)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette – actif		(144)	(144)		(157)	(157)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(10 372)	(10 372)	0	(11 296)	(11 296)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette à l'actif ^(b)	(1 138)	(105)	(1 243)	(1 452)	(68)	(1 521)
TRÉSORERIE ACTIVE	(1 138)	(12 001)	(13 139)	(1 452)	(13 077)	(14 529)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	41 539	(862)	40 678	37 696	(3 861)	33 835
En-cours des dettes financières	41 527	9 977	51 504	37 512	8 210	45 722
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	0	(1 381)	(1 381)	0	(1 555)	(1 555)
Trésorerie et équivalent de trésorerie	0	(10 372)	(10 372)	0	(11 296)	(11 296)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	41 527	(1 775)	39 752	37 512	(4 641)	32 871

(a) Ce poste correspond à la revalorisation de la composante taux des dettes dans le cadre d'une stratégie de couverture de juste valeur.

(b) Il s'agit de la juste valeur des instruments dérivés relatifs à la dette, qualifiés ou non de couverture.

7.3.2 Description des principaux événements de la période

Au cours du premier semestre 2011, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 7 571 millions d'euros de l'endettement net dont 6 601 millions d'euros sont liés à l'entrée du groupe International Power, 694 millions d'euros à l'intégration globale de Hidd Power Company suite à l'acquisition d'International Power et 174 millions d'euros à l'opération Acea.

La dette acquise d'International Power comporte notamment trois obligations convertibles en actions International Power dont les caractéristiques sont les suivantes :

- 229 millions de dollars américains de nominal (soit 158 millions d'euros) à échéance 2023 et portant coupon à 3,75 % ;
- 230 millions d'euros de nominal à échéance 2013 et portant coupon à 3,25 % ;
- 700 millions d'euros de nominal à échéance 2015 et portant coupon à 4,75 %.

Les obligations convertibles étant libellées dans une autre devise fonctionnelle que celle d'International Power, les options de conversion en actions International Power sont comptabilisées en tant qu'instruments dérivés et évaluées à la juste valeur par résultat. La juste valeur, à la date d'acquisition, de la composante dette de ces instruments s'élève à 1 129 millions d'euros. La juste valeur des instruments dérivés qui s'élève à 370 millions d'euros est comptabilisée en « Autres instruments financiers dérivés » et ne fait donc pas partie de l'agrégat endettement net. Les variations de juste valeur de ces dérivés sur le 1^{er} semestre s'élèvent à + 25 millions d'euros, elles sont présentées dans la rubrique « Autres produits financiers » du résultat financier.

7.3.3 Ratio d'endettement

<i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	31 déc. 2010
Endettement financier net	40 678	33 835
Total Capitaux propres	78 789	70 627
Ratio d'endettement	51,6 %	47,9 %

Les variations de change se sont traduites par une diminution de l'endettement net de 801 millions d'euros (dont 711 millions d'euros sur le dollar américain).

Le Groupe a effectué les opérations suivantes sur sa dette obligataire au cours du premier semestre 2011 :

- GDF SUEZ S.A. a réalisé une émission obligataire de 300 millions d'euros à 100 ans soit une échéance mars 2111 portant un coupon de 5,95 % ;
- Suez Environnement Company a lancé le 5 mai 2011 une opération combinée de rachat intermédié et d'échange obligataire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant un coupon fixe de 4,875 %. Cette opération avait pour objectif non seulement de refinancer une partie de cette souche à échéance 2014, mais aussi d'allonger la maturité moyenne de la dette de SUEZ Environnement. À l'issue du processus, 338 millions d'euros d'obligations 2014 ont été rachetées et échangées dans le cadre de l'émission d'une souche obligataire à 10 ans pour un montant total de 500 millions d'euros, portant un coupon fixe de 4,078 % ;
- le Groupe a procédé au remboursement des emprunts obligataires Belgelec (400 millions d'euros) et Tractebel Energia (339 millions d'euros) arrivés à échéance au cours du semestre.

Enfin, le Groupe a remboursé par anticipation des dettes bancaires externes d'entités International Power en Amérique du Nord, qui s'élevaient à 1 125 millions de dollars à la date de l'opération. Ces opérations de remboursement ont été effectuées via l'utilisation de la trésorerie disponible du Groupe et n'ont donc pas d'incidence sur le niveau de l'endettement net.

7.4 Instruments financiers dérivés

7.4.1 Actifs financiers dérivés

En millions d'euros	30 juin 2011			31 décembre 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	1 138	105	1 243	1 452	68	1 521
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 279	7 565	8 844	994	5 662	6 656
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	74	2	76	86	9	94
TOTAL	2 490	7 672	10 163	2 532	5 739	8 271

7.4.2 Passifs financiers dérivés

En millions d'euros	30 juin 2011			31 décembre 2010		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	991	179	1 169	969	157	1 126
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 244	7 546	8 790	1 037	5 512	6 549
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	417	16	433	98	69	166
TOTAL	2 651	7 742	10 393	2 104	5 738	7 842

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

En millions d'euros	30 juin 2011				31 décembre 2010			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de portfolio management	2 409	1 279	(2 133)	(1 244)	1 580	994	(1 457)	(1 037)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	1 159	449	(825)	(271)	964	464	(837)	(299)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	1 250	830	(1 308)	(973)	616	531	(620)	(738)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de trading	5 156	-	(5 413)	-	4 082	-	(4 055)	-
TOTAL	7 565	1 279	(7 546)	(1 244)	5 662	994	(5 512)	(1 037)

Les fortes hausses des prix à terme de l'électricité et des matières premières (charbon, pétrole, gaz naturel en Europe) observées au cours du premier semestre 2011 se sont traduites par d'importantes variations des justes valeurs des instruments dérivés de couverture (couverture économique ou qualifiée de couverture de flux de trésorerie selon l'IAS 39) ou d'activité de trading.

7.4.4 Classification des instruments financiers et juste valeur par niveau

Au cours du premier semestre 2011, 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 8 GESTION DES RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La politique de gestion des risques est décrite en Note 15 des États financiers consolidés au 31 décembre 2010.

Compte tenu de ses activités de production et de commercialisation d'électricité à l'international et de sa structure financière, les activités acquises du groupe International Power sont exposées aux risques financiers suivants :

- risque de marché sur matières premières. Ceux-ci comprennent les risques liés aux fluctuations des prix et des volumes, tant sur ses activités de gestion de portefeuille que sur ses activités de trading ;
- risque de change translationnel et transactionnel (principalement sur les devises Dollar US, Livre Sterling et Dollar Australien) ;
- risque de taux d'intérêt dans le cadre du financement de ses centrales ;

- risque de contrepartie ;
- risque de liquidité.

Les activités et positions du groupe International Power exposées à ces différents risques ont été intégrées au 1^{er} semestre 2011 dans les procédures de gestion, de suivi et de contrôle des risques mises en place par le groupe GDF SUEZ telles que présentées dans le chapitre 5 « Facteurs de risques » du Document de référence 2010. Concernant l'exposition au risque de marché sur matières premières, elle a été complétée le 1^{er} juillet 2011 avec l'entrée en application d'un nouveau mandat de risque.

Les expositions et analyses de sensibilités présentées dans les tableaux ci-après comprennent donc les données relatives à International Power.

8.1 Risques de marché

8.1.1 Risques de marché sur matières premières

8.1.1.1 Activités de portfolio management

Analyse de sensibilité <i>En millions d'euros</i>	Variations de prix	30 juin 2011	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	(200)	164
Gaz naturel	+3 €/MWh	280	6
Charbon	+10 \$US/ton	(3)	63
Électricité	+5 €/MWh	(473)	19
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	10	0
EUR/USD	+ 10 %	171	(164)
EUR/GBP	+ 10 %	(30)	3

Du fait de la faible utilisation de contrats optionnels, l'analyse de sensibilité est symétrique pour des variations de prix à la hausse ou à la baisse.

8.1.1.2 Activités de trading

Depuis le 2 mai 2011, le Groupe s'est doté d'une structure fusionnée de trading, GDF SUEZ Trading, regroupant les activités de trading de Gaselys et d'Electrabel en Europe. Les missions de cette société contrôlée à 100 % par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques

d'évolution des prix des énergies (iii) développer ses activités en propre.

La quantification du risque de marché des activités de trading par la 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.

Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99 % pour le calcul de la VaR.

Value at Risk <i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011	2011 moyenne ^(a)	Maximum 2011 ^(b)	Minimum 2011 ^(b)
Activités de <i>trading</i>	4	5	10	2

(a) Moyenne des VaR quotidiennes.

(b) Maximum et minimum observés en fin de mois en 2011.

8.1.2 Risque de change

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

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation de cours de change de +/- 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat

Une variation des cours de change des devises contre euro n'a d'impact en résultat que sur les passifs libellés dans une autre devise que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'investissements nets. In fine, l'impact d'une variation uniforme de plus ou moins 10 % des devises contre euro générerait un gain ou une perte de 152 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissements nets, une variation uniforme défavorable de 10 % des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 314 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

8.1.3 Risque de taux d'intérêt

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

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de +/- 1% par rapport aux taux d'intérêts en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat

Une augmentation de 1 % des taux d'intérêt court terme (uniforme pour toutes les devises) sur le nominal de la dette nette à taux variable, et les jambes à taux variable des dérivés, aurait un impact sur la charge nette d'intérêt de 106 millions d'euros. Une diminution de 1 % des taux d'intérêt court terme aurait pour impact un allègement de la charge nette d'intérêt de 138 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée à l'impact du portefeuille d'options de taux ainsi qu'au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1 %) applicables à un certain nombre d'actifs et de passifs financiers.

Une augmentation de 1 % des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, en compte de résultat, un gain de 194 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés non documentés ou qualifiés de couverture d'investissement net. Une diminution de 1 % des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 118 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une variation uniforme de plus ou moins 1 % des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain ou une perte de 427 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés en couverture de flux de trésorerie comptabilisée au bilan.

8.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels.

8.2.1 Activités opérationnelles

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

Clients et autres débiteurs <i>En millions d'euros</i>	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 30 juin 2011	1 438	332	341	2 111	1 585	22 834	26 529

Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit compte tenu de la diversité de son portefeuille clients.

Dans le cas des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières, le risque de contrepartie correspond à la juste valeur positive des dérivés. Lors de l'évaluation des instruments financiers dérivés, le facteur risque de contrepartie est intégré dans la détermination de la juste valeur de ces dérivés.

Risques de contreparties ^(a) En millions d'euros	30 juin 2011	
	Investment Grade ^(b)	Total ^(d)
Exposition brute	8 318	8 844
Exposition nette ^(c)	2 804	3 068
% de l'exposition crédit des contreparties « Investment Grade »	91,4 %	

(a) Ne comprend pas les positions dont la juste valeur est négative.

(b) Sont incluses dans la colonne « Investment Grade » les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'« Investment Grade » est également déterminé en utilisant les notations de crédit accessibles au public et en prenant en considération l'existence des actifs gagés, ainsi que de lettres de crédit et de garanties des maisons mères.

(c) Après prise en compte du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(d) L'écart entre le montant exposé au risque de contrepartie et le total des instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières à l'actif du bilan provient de créances clients et de contrats d'achat ou de vente de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe.

8.2.2 Activités financières

8.2.2.1 Risque de contrepartie lié aux prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs)

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) dont l'échéance est dépassée est analysé ci-après :

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà d'1 an	Total	Total	Total	
Au 30 juin 2011	10	8	16	35	413	5 297	5 745

L'encours des prêts et créances au coût amorti (hors créances clients et autres débiteurs) ne comprend pas les éléments de perte de valeur, variation de juste valeur et de coût amorti pour respectivement -384 millions d'euros, -2 millions d'euros et 177 millions d'euros au 30 juin 2011.

8.2.2.2 Risque de contrepartie lié aux activités de placement et à l'utilisation d'instruments financiers dérivés

Le Groupe est exposé au risque de contrepartie sur le placement de ses excédents et au travers de l'utilisation d'instruments financiers dérivés. Dans le cas des instruments financiers à la juste valeur par résultat, ce risque correspond à la juste valeur positive.

Au 30 juin 2011, le total des encours exposés au risque crédit est de 12 995 millions d'euros.

Risque de contrepartie lié aux activités de placement <i>En millions d'euros</i>	30 juin 2011			
	Total	Investment Grade ^(a)	Sans notation ^(b)	Non Investment Grade ^(b)
Exposition brute	12 995	84 %	13 %	3 %
Exposition nette ^(c)	12 607	83 %	14 %	3 %

(a) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baaa3 chez Moody's.

(b) L'essentiel de ces deux expositions est porté par des sociétés consolidées dans lesquelles existent des intérêts minoritaires ou par des sociétés du Groupe opérant dans des pays émergents, où la trésorerie n'est pas centralisable et est donc placée localement.

(c) Après prise en compte des contrats de collatéralisation.

Par ailleurs au 30 juin 2011, aucune contrepartie ne représentait plus de 9 % des placements des excédents de trésorerie.

8.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Les appels de marge requis par certaines activités de marché sur matières premières sont inclus dans le BFR (Besoin en Fond de Roulement).

La liquidité repose sur le maintien de disponibilités et de facilités de crédit confirmées. Le Groupe dispose de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 16 462 millions d'euros au 30 juin 2011, dont 1 552 millions d'euros de lignes tirées. 72 % des lignes de crédit totales et 80 % des lignes non tirées sont centralisées.

Au 30 juin 2011, les ressources bancaires représentent 41 % de l'encours des dettes financières (hors découverts bancaires et comptes courants de trésorerie), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 26 340 millions d'euros de dettes obligataires, soit 53 % de la dette brute). Les encours d'émission de papier court terme (billets de trésorerie et *Commercial paper*) représentent 6 % de la dette brute et s'élevaient à 3 347 millions d'euros au 30 juin 2011.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires, s'élève à 10 357 millions d'euros au 30 juin 2011.

8.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 30 juin 2011, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti et effets des instruments financiers dérivés par date de maturité sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL Au 30 juin 2011	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	26 340	71	2 556	1 517	3 419	2 998	15 781
Billets de trésorerie	3 347	3 214	133	(0)	0	0	0
Tirages sur facilités de crédit	1 552	171	397	2	497	(0)	486
Emprunts sur location financement	1 414	84	167	134	128	95	807
Autres emprunts bancaires	15 927	690	2 695	1 656	1 891	983	8 012
Autres emprunts	1 529	143	568	82	66	36	633
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 395	1 395	0	0	0	0	0
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	51 505	5 767	6 515	3 391	6 001	4 111	25 719
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(1 381)	(1 381)	0	0	0	0	0
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(10 372)	(10 372)	0	0	0	0	0
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	39 752	(5 985)	6 515	3 391	6 001	4 111	25 719

Les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL Au 30 juin 2011	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 882	930	2 172	1 944	1 795	1 544	12 497

Les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL Au 30 juin 2011	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	407	253	(15)	106	(50)	(77)	190

Les facilités de crédit confirmées non utilisées ont les échéances suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	TOTAL Au 30 juin 2011	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	14 910	441	854	1 036	1 882	4 304	6 393

En mars 2011, le Groupe a signé une ligne de crédit multidevises de 4,5 milliards d'euros d'une durée de 5 ans (avec option d'extension d'un an) afin de refinancer par anticipation les lignes de crédit non tirées venant à échéance en 2012.

8.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

Le tableau ci-dessous représente une analyse des flux de juste valeur non actualisés dus et à recevoir des instruments financiers dérivés sur matières premières passifs et actifs enregistrés à la date de clôture.

Risque de liquidité <i>En millions d'euros</i>	Total	2011	2012	2013	2014	2015	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(3 421)	(1 454)	(1 473)	(252)	(104)	(37)	(101)
afférents aux activités de trading	(5 414)	(5 414)					
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	3 745	1 518	1 572	433	127	50	46
afférents aux activités de trading	5 150	5 150					
TOTAL AU 30 JUIN 2011	61	(199)	99	181	22	13	(55)

NOTE 9 PAIEMENTS FONDÉS SUR DES ACTIONS

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

	Note	Charge de la période	
		30 juin 2011	30 juin 2010
Plans de stock-options		22	28
Share Appreciation Rights		3	2
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	9.1	40	11
		65	41

Toutes les opérations et attributions antérieures à 2011 sont décrites dans la Note 23 des états financiers consolidés au 31 décembre 2010.

9.1 Actions gratuites ou de performance GDF SUEZ

9.1.1 Plan d'actions de performance du 13 janvier 2011

Le Conseil d'Administration du 13 janvier 2011 a approuvé l'attribution de 3 426 186 actions de performance aux cadres dirigeants et supérieurs du Groupe. Ce plan se décompose en deux tranches :

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2014, suivie d'une période d'incessibilité de 2 ans des titres acquis ; et

- des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2015.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de diverses conditions :

- instruments à condition simple : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2013 ;
- instruments à condition double : actions de performance soumises à une condition de performance interne portant sur le niveau d'EBITDA du Groupe en 2013 et à une condition de marché portant sur l'évolution du cours de bourse du titre GDF SUEZ par rapport à l'évolution de l'indice de l'Eurostoxx Utilities ;
- instruments à condition triple : actions de performance soumises à des conditions de performance internes portant sur les niveaux d'EBITDA et de ROCE du Groupe en 2013 et à une condition de marché portant sur l'évolution du cours de bourse du titre GDF SUEZ par rapport à l'évolution de l'indice de l'Eurostoxx Utilities.

9.1.2 Juste valeur du plan d'actions de performance GDF SUEZ

La juste valeur des actions de performance a été calculée en application de la méthode décrite dans la Note 1 des états financiers

consolidés au 31 décembre 2010 (§ 1.4.14.2). Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire de ce nouveau plan d'actions de performance GDF SUEZ attribué en 2011 :

	Plan GDF SUEZ 01/2011	
	Sans condition de performance	Avec condition de performance externe
Cours à la date d'attribution (€/action)	28,2	28,2
Taux de dividende attendu	5,5 %	5,5 %
Coût de financement pour le salarié	5,8 %	5,8 %
Coût d'inaccessibilité (€/action)	1,0	1,0
Condition de performance liée au marché	non	oui
Volatilité GDF Suez		33,1 %
Taux sans risque		2,1 %
Volatilité indice Eurostoxx Utilities		23,0 %
Corrélation entre le titre et l'indice		84,4 %
Juste valeur unitaire (€/action) *	22,6	12,3

* Valeur moyenne pondérée.

La charge comptabilisée au 30 juin 2011 au titre de ce nouveau plan s'élève à 8 millions d'euros.

9.1.3 Plan d'actions gratuites du 22 juin 2011

Dans la continuité des plans d'attribution gratuite d'actions lancés au sein du Groupe depuis 2007, le Conseil d'Administration du 22 juin 2011 a décidé de mettre en œuvre un Plan mondial d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA) au bénéfice des salariés du Groupe au titre de l'année 2011. Le Groupe a ainsi attribué le 22 juin 2011 à l'ensemble de ses collaborateurs des actions gratuites représentant un total de près de 4,3 millions actions. La période d'acquisition des droits s'étend du 22 juin 2011 au 22 juin 2013. L'attribution définitive est soumise à une condition de présence au sein du Groupe le 30 avril 2013. Les impacts de ce plan sont non significatifs dans les comptes au 30 juin 2011.

9.2 Plans de stock-options et d'actions de performance d'International Power

International Power a modifié son plan d'actions de performance préalablement à la date de prise de contrôle par le Groupe. Les plans 2008, 2009 et 2010 ont ainsi été annulés par anticipation et les bénéficiaires ont reçu en contrepartie un paiement en numéraire de 24 millions d'euros réglé postérieurement à la date d'acquisition. Un passif de 24 millions d'euros étant comptabilisé dans l'état de situation financière d'International Power à la date d'acquisition, aucune charge n'a été constatée relativement à ces plans d'actions de performance dans le compte de résultat du Groupe au 30 juin 2011.

International Power a attribué en mars 2011 1 647 940 nouvelles actions de performance aux dirigeants et cadres supérieurs d'International Power. Le montant comptabilisé au 30 juin 2011 au titre de ce nouveau plan et des autres plans de paiement fondés sur des actions International Power est non significatif.

NOTE 10 LITIGES ET CONCURRENCE

Les litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en passifs ou présentés à titre d'information.

Dans le cadre de ses activités, le Groupe est engagé dans un certain nombre de litiges et fait l'objet d'enquêtes au titre du droit de la concurrence. Ces points ont été commentés dans la Note 26 des États financiers consolidés au 31 décembre 2010, et ne sont donc reprises ici que les évolutions marquantes des différents dossiers ainsi que les nouveaux litiges nés à compter du 1^{er} janvier 2011. Le montant des provisions constituées à ce titre au 30 juin 2011 s'élève à 612 millions d'euros.

10.1 Litiges

10.1.1 Slovak Gas Holding

Le différend entre Slovak Gas Holding et la République Slovaque porte sur le cadre légal et réglementaire modifié ou élaboré récemment par la République Slovaque avec l'objectif de contrôler la faculté de SPP de solliciter des augmentations de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz. Cette modalité de contrôle des augmentations de tarifs de vente de gaz insérée dans la loi slovaque, qualifiée de « *Lex SPP* », a été abrogée au cours du 1^{er} semestre 2011.

Des discussions entre les parties sont en cours en vue d'aboutir à un règlement à l'amiable du litige.

10.1.2 OPR sur Electrabel

Lors de l'audience du 13 décembre 2010 devant la Cour de Cassation, l'avocat-général avait conclu au rejet du pourvoi introduit par Deminor et consort. Le 27 juin 2011, la Cour de Cassation a cassé l'arrêt de la cour d'appel en ce qui concerne l'action des demanderessees contre GDF SUEZ. La Cour de Cassation renvoie l'action des demanderessees contre GDF SUEZ à la cour d'appel de Bruxelles, autrement composée. La cour d'appel n'étant pas liée par les motifs de l'arrêt de cassation, GDF SUEZ est donc replacée dans la situation qui était la sienne au moment des plaidoiries de mars et avril 2008.

M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010. La procédure est en cours. Cette affaire n'a pas encore été fixée devant la Cour de Cassation. Au vu de la position prise par la Cour de Cassation dans l'affaire Deminor, il est probable que cet arrêt de la cour d'appel sera également cassé prochainement et que cette affaire reviendra aussi devant la cour d'appel de Bruxelles, autrement composée.

10.1.3 UnitedWater – Lake DeForest

La demande de dommages et intérêts punitifs introduite par les riverains à l'encontre de la société United Water (groupe SUEZ Environnement) a été définitivement rejetée le 31 mai 2011. Une décision sur le fond du dossier n'est pas attendue avant la fin du premier semestre 2012.

10.1.4 Novergie

Le 23 mai 2011, le tribunal correctionnel a rendu un jugement imposant à Novergie Centre Est une amende de 250 000 euros.

Novergie Centre Est a interjeté appel du jugement.

10.1.5 Réclamation du fisc belge

En 2010, le Groupe a contesté devant le Tribunal de première instance de Bruxelles les décisions de l'Inspection Spéciale des impôts belge concernant la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Grand-Duché de Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel établies dans ce pays.

Un premier jugement, qui porte sur une question périphérique sans aborder le problème de fond, a été rendu le 25 mai 2011, confortant la position d'Electrabel. L'administration fiscale n'a pas encore fait savoir si elle interjetterait appel.

10.1.6 Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, Castelnou Energia (filiale d'Electrabel) a pris le contrôle la Compagnie du Vent par l'acquisition de 56,84 % de ses titres auprès de SOPER, l'actionnaire d'origine qui en a conservé 43,16 %. Le créateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté à la tête de la Compagnie du Vent. En 2009, GDF SUEZ S.A. s'est substituée à Castelnou Energia et la Compagnie du Vent a intégré la Branche Énergie France.

Le 27 mai 2011, lors de l'Assemblée Générale de la Compagnie du Vent, le PDG, JM Germa a été révoqué et remplacé par un dirigeant désigné par GDF SUEZ. JM Germa a contesté cette décision en mettant en cause la validité de l'Assemblée Générale mais le président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par une ordonnance du 8 juin 2011, fait interdiction sous astreinte à JM Germa de faire usage du titre de président-directeur-général de Compagnie du Vent et de se rendre dans les locaux de la société. Le 15 juin 2011, le président du Tribunal de Commerce de Montpellier a par ailleurs rejeté la requête de SOPER en confirmant l'ordonnance du 26 mai 2011 qui avait permis de tenir l'Assemblée Générale du 27 mai. SOPER et JM Germa ont fait appel de ces deux décisions.

Sur requête de GDF SUEZ, le 13 juillet 2011, le président du Tribunal de Commerce de Montpellier, a constaté l'abus de minorité commis par SOPER lors de l'Assemblée Générale du 1^{er} juillet précédent, en refusant de voter l'accord de collaboration du projet des Deux Côtes entre la Compagnie du Vent et GDF SUEZ. Il a désigné un mandataire pour représenter SOPER à une Assemblée Générale ultérieure portant sur le même sujet et voter en son nom dans un sens conforme à l'intérêt social de la Compagnie du Vent sans atteindre aux intérêts de SOPER. Cette Assemblée Générale s'est tenue le 22 juillet 2011 et la résolution a été adoptée. SOPER a interjeté appel de l'ordonnance du 13 juillet 2011. La Cour d'Appel a examiné l'affaire le 27 juillet 2011 et devrait rendre son délibéré le 8 septembre.

Le 29 juillet 2011, SOPER a assigné au fond à bref délai GDF SUEZ le 12 septembre 2011 devant le Tribunal de Commerce de Paris, notamment au motif que GDF SUEZ n'aurait pas respecté les accords conclus en novembre 2007 par les deux parties.

La révocation du président-directeur-général traduit d'importantes divergences stratégiques entre les deux actionnaires en matière de développement de l'énergie éolienne, notamment sur le projet des Deux Côtes. Ces divergences ont conduit JM Germa à menacer GDF SUEZ d'une réclamation d'indemnisation d'environ 489 millions d'euros, prétentions que le groupe estime infondées.

10.2 Concurrence et concentrations

10.2.1 Enquête dans le secteur de l'eau et de l'assainissement en France

La Commission Européenne a fixé à 8 millions d'euros l'amende pour bris de scellé et l'a notifié le 24 mai 2011 à Suez Environnement Company et à la Lyonnaise des Eaux France. Il n'a pas été fait appel de cette décision.

10.2.2 Megal

Le Tribunal de l'Union Européenne a fixé la date de l'audience au 21 septembre 2011.

10.2.3 Enquête sur la durée des contrats de fourniture d'électricité en Belgique

Au vu des résultats de son enquête, la Commission Européenne a décidé le 28 janvier 2011 de clore la procédure.

NOTE 11 TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

Les transactions réalisées 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 2011.

Suite aux opérations et événements survenus au cours du premier semestre (cf. Note 2 « Principales variations de périmètre »), les sociétés intercommunales mixtes flamandes et les entités du groupe Acea-Electrabel, à l'exception de Tirreno Power, ne constituent plus des parties liées au 30 juin 2011.

NOTE 12 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Néant.

3

NOTES AUX COMPTES CONSOLIDÉS

TRANSACTIONS AVEC LES PARTIES LIÉES

DÉCLARATION DES PERSONNES RESPONSABLES DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

Nous attestons, qu'à notre connaissance, les comptes condensés du premier semestre de l'exercice 2011 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 9 août 2011

Gérard Mestrallet

Président-Directeur Général

Jean-François Cirelli

Vice-Président, Directeur Général Délégué

4

DÉCLARATION DES PERSONNES RESPONSABLES DU RAPPORT FINANCIER SEMESTRIEL

INFORMATIONS RELATIVES AU GROUPE GDF SUEZ

RAPPORT DES COMMISSAIRES AU COMPTES SUR L'INFORMATION FINANCIÈRE SEMESTRIELLE

Période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011

Aux Actionnaires,

En exécution de la mission qui nous a été confiée par vos assemblées générales 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 semestriels consolidés condensés de la société GDF SUEZ, relatifs à la période du 1^{er} janvier au 30 juin 2011, tels qu'ils sont joints au présent rapport ;
- la vérification des informations données dans le rapport semestriel d'activité.

Ces comptes semestriels consolidés condensés ont été établis sous la responsabilité de votre conseil d'administration. Il nous appartient, sur la base de notre examen limité, d'exprimer notre conclusion sur ces comptes.

1. 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 semestriels consolidés condensés avec la norme IAS 34 – norme du référentiel IFRS tel qu'adopté dans l'Union européenne relative à l'information financière intermédiaire.

2. VÉRIFICATION SPÉCIFIQUE

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

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

Neuilly-sur-Seine et Paris-La Défense, le 9 août 2011

Les Commissaires aux comptes

DELOITTE & ASSOCIES

ERNST & YOUNG et Autres

MAZARS

Pascal Pincemin

Véronique Laurent

Pascal Macioce

Charles-Emmanuel Chosson

Philippe Castagnac

Thierry Blanchetier



Ce document a été réalisé par un imprimeur éco-responsable sur du papier fabriqué à partir de bois issu de forêts gérés durablement.

Le Rapport Financier Semestriel 2011 de GDF SUEZ est disponible sur le site web du Groupe (gdfsuez.com) où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être téléchargées.

Rédaction : **GDF SUEZ**

Conception et réalisation :  **Labrador** 01 53 06 30 80 © 08/2011

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion

GDF SUEZ

Société anonyme au capital de 2 251 167 292 euros
Siège social : 1, place Samuel de Champlain
92400 Courbevoie - France
Tél. : +33 (0)1 44 22 00 00
SIREN : 542 107 651 RCS NANTERRE
VAT FR 13 542 107 651

gdfsuez.com