

GDF SUEZ

COMPTES CONSOLIDÉS **2012**

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

Rapport d'activité

	Pages		Pages
I.1. EVOLUTION DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT DES OPERATIONS	3	I.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement	16
I.2. EVOLUTION DES ACTIVITES DU GROUPE	5	I.4.3 Investissements nets des produits de cessions	16
I.2.1 Branche Energy International	5	I.4.4 Rachat d'actions, dividendes et augmentation de capital	17
I.2.2 Branche Energie Europe	7	I.4.5 Endettement au 31 décembre 2012	17
I.2.3 Branche Global Gaz & GNL	10	I.5. AUTRES POSTES DE L'ETAT DE SITUATION FINANCIERE	17
I.2.4 Branche Infrastructures	10	I.6. COMPTES PRO FORMA AVEC GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISES ASSOCIEES	18
I.2.5 Branche Energie Services	11	I.7. COMPTES SOCIAUX	22
I.2.6 Branche SUEZ Environnement	12	I.8. PERSPECTIVES	23
I.2.7 Autres	13		
I.3. AUTRES ELEMENTS DU COMPTE DE RESULTAT	13		
I.4. EVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET	15		
I.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle	15		

Dans un environnement économique et réglementaire difficile, principalement dans les marchés matures, le Groupe GDF SUEZ présente pour l'année 2012 des résultats solides.

Le chiffre d'affaires de 97,0 milliards d'euros est en progression brute de + 7,0% par rapport à l'année 2011 (croissance organique de + 5,8%). Cette croissance provient d'une hausse des ventes de gaz et d'électricité en France en lien notamment avec des conditions climatiques plus favorables qu'en 2011 et d'un rattrapage tarifaire, de la progression des ventes chez Global Gaz & GNL, tant dans l'Exploration-Production qu'au sein des activités GNL, et de la poursuite du développement du Groupe à l'International, notamment en Amérique latine et en Asie.

L'EBITDA, qui s'élève à 17,0 milliards d'euros, est en croissance brute de + 3,0% (croissance organique de + 3,6%). Cette progression brute s'explique par le retour à des conditions climatiques proches de la normale en 2012, les effets de rattrapage tarifaire en France relatif à 2011, l'impact des mises en service dans tous les métiers du Groupe, les effets du plan de performance du Groupe ainsi que par une plus grande contribution de l'Exploration-Production et GNL. Ces éléments de croissance permettent de compenser la perte d'EBITDA des sociétés cédées dans le cadre du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs du Groupe, les effets défavorables de l'évolution des *spreads* gaz – électricité sur le facteur de charge du parc de centrales à gaz du Groupe, les indisponibilités des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 en Belgique ainsi que plus globalement les conséquences sur la performance du Groupe des conditions économique et réglementaire difficiles dans les marchés matures où il opère.

Le résultat opérationnel courant (ROC) est en croissance brute de + 6,0% (croissance organique de + 8,8%) pour atteindre 9,5 milliards

d'euros. Cette progression s'explique par l'effet conjoint de la croissance de l'EBITDA et une stabilisation des dotations nettes aux amortissements et provisions.

Marqué par la constatation de pertes de valeur essentiellement sur des actifs européens, le résultat net part du Groupe s'élève à 1,6 milliard d'euros, en recul par rapport à celui au 31 décembre 2011. Le résultat net part du Groupe au 31 décembre 2011 était par ailleurs favorablement impacté par des résultats de cessions et de réévaluations, portant notamment sur les sociétés intercommunales en Belgique, les titres GDF SUEZ LNG Liquefaction et EFOG.

Le résultat net récurrent part du Groupe, à 3,8 milliards d'euros, est en augmentation de + 10,9% par rapport à l'année 2011. Cette amélioration s'explique par la progression du résultat opérationnel courant partiellement compensée par la hausse de la charge d'impôt en résultant. Le résultat financier récurrent, le résultat récurrent des entreprises associées ainsi que la part des participations ne donnant pas le contrôle restent stables par rapport à l'année dernière.

La marge brute d'autofinancement opérationnelle, qui s'élève à 16,6 milliards d'euros, est en légère hausse par rapport au 31 décembre 2011, en ligne avec la progression de l'EBITDA.

La dette nette, qui s'établit à 43,9 milliards d'euros à fin décembre 2012, intègre les conséquences de l'opération de rachat des minoritaires d'International Power (IPR), en partie atténuées par le programme d'optimisation d'actifs ayant conduit à des cessions partielles ou complètes comme les champs éoliens de Maestrane en Italie ou les actifs éoliens au Canada. Corrigée du paiement reçu début 2013 relatif à la cession de SPP, la dette nette ajustée s'élève à 42,8 milliards d'euros.

I.1. EVOLUTION DE L'ACTIVITE ET DU RESULTAT DES OPERATIONS

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	97 038	90 673	+7,0%
EBITDA	17 026	16 525	+3,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(7 113)	(7 115)	
Charges nettes décaissées des concessions	(275)	(294)	
Paiements fondés sur des actions	(118)	(138)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978	+6,0%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe au 31 décembre 2012 s'établit à 97,0 milliards d'euros, en hausse de + 7,0% par rapport à l'année 2011. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 5,8%.

Les effets de périmètre ont un impact négatif de - 154 millions d'euros.

- ▶ Les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 786 millions d'euros au chiffre d'affaires et correspondent essentiellement à la contribution du mois de janvier des actifs acquis d'International Power début février 2011, à l'augmentation de la participation du Groupe dans le champ de Njord en Norvège, à l'impact année pleine du rachat par la branche Infrastructures de capacités de stockage de gaz naturel en Allemagne ainsi qu'à diverses petites acquisitions portées tant par la branche Energie Services que par SUEZ Environnement.
- ▶ Les sorties de périmètre (- 940 millions d'euros) concernent principalement les cessions d'EFOG (Exploration-Production),

des sociétés Eurawasser et Bristol Water au sein du périmètre de SUEZ Environnement, de l'entité G6 Rete Gas en Italie au sein de la branche Energie Europe ainsi que des changements de méthode de consolidation de Senoko à Singapour et Al Hidd au Bahreïn (branche Energy International) suite à une modification de contrôle.

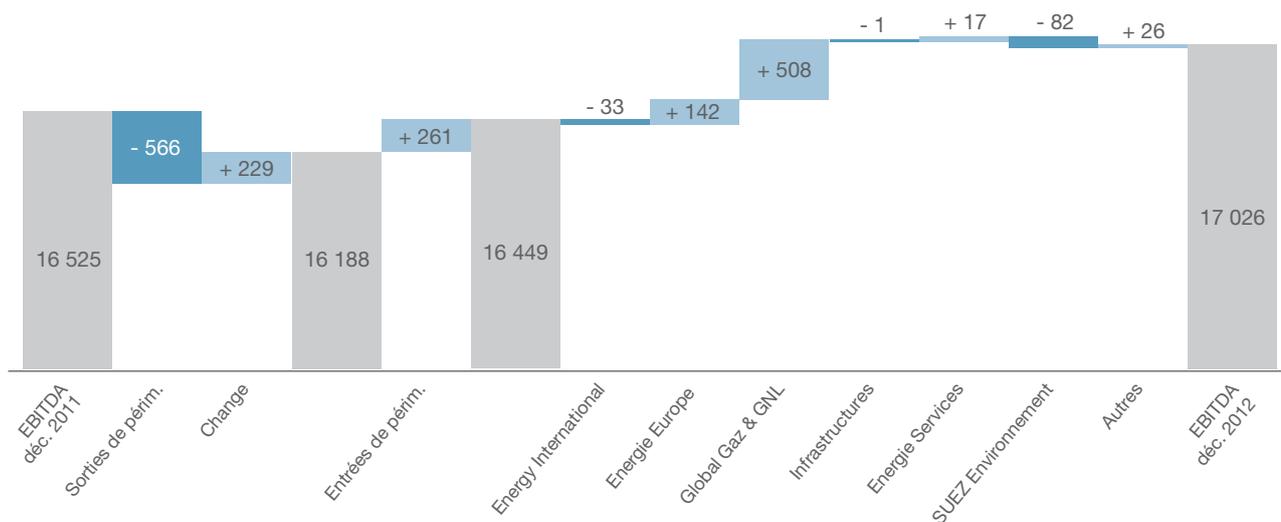
Les effets de change impactent le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de 1 208 millions d'euros, du fait principalement de l'évolution du dollar américain et de la livre sterling.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en forte croissance chez Global Gaz & GNL, Infrastructures et Energie Europe, en faible croissance chez Energie Services et chez SUEZ Environnement, et en décroissance modérée chez Energy International.

L'**EBITDA** progresse de + 3,0% pour s'établir à 17,0 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en hausse de + 3,6%.

EVOLUTION DE L'EBITDA

En millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact net négatif de - 305 millions d'euros :

- ▶ les entrées de périmètre contribuent à hauteur de + 261 millions d'euros à l'EBITDA et correspondent principalement aux événements déjà évoqués ci-avant ;
- ▶ les sorties de périmètre représentent - 566 millions d'euros et concernent les mêmes objets que ceux cités pour le chiffre d'affaires.

Les impacts de change s'élèvent à + 229 millions d'euros.

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à + 577 millions d'euros (+ 3,6%), et s'explique comme suit :

- ▶ pour la branche Energy International, l'EBITDA, qui s'établit à 4 327 millions d'euros, est en recul organique de - 0,8%. La contribution positive des mises en service, notamment au Brésil et en Thaïlande et la croissance des pays émergents, ne permettent pas de compenser la fin de conditions de commercialisation exceptionnelles au Chili, les contractions de marge en Amérique du Nord et en Europe du fait de conditions de marché particulièrement défavorables. La branche procède d'ailleurs sur ces marchés à une adaptation de son outil industriel, avec au Royaume-Uni par exemple des fermetures de centrales programmées ;
- ▶ l'EBITDA de la branche Energie Europe, à 4 180 millions d'euros, progresse en organique de + 3,5% sous les effets du retour à un climat normal, de meilleures conditions d'approvisionnement en gaz, du rattrapage tarifaire en France au titre de 2011, partiellement compensés par les pressions concurrentielles, les indisponibilités des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2, la baisse des prix de marché de l'électricité et la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique ;
- ▶ la branche Global Gaz & GNL montre une forte croissance organique de son EBITDA à 2 377 millions d'euros, soit + 27,8%,

portée par les activités d'exploration-production (effets volumes et prix favorables) et par une augmentation significative des opérations de reroutage de cargos GNL, notamment vers l'Asie ;

- ▶ l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 049 millions d'euros, est stable en organique, bénéficiant d'un retour à un climat moyen mais pénalisé par la moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par une hausse des charges d'exploitation prise en compte dans le tarif de distribution entré en vigueur en juillet 2012 ;
- ▶ la branche Energie Services connaît une légère croissance organique de son EBITDA à 1 018 millions d'euros (+ 1,7%), ce qui démontre sa capacité de résistance dans un contexte économique difficile sur la plupart de ses marchés européens ;
- ▶ SUEZ Environnement, avec un EBITDA de 2 426 millions d'euros, est en recul organique de - 3,3%, en raison notamment de la dégradation de l'activité économique qui affecte significativement les volumes traités et le cours des matières secondaires pour les activités de déchets en Europe. La bonne résistance des activités Eau Europe, la croissance de l'International et la contribution du plan de performance permettent cependant d'atténuer cette tendance.

Le **résultat opérationnel courant** est en croissance brute de + 6,0% par rapport à 2011 et s'établit à 9,5 milliards d'euros. Les dotations nettes aux amortissements et provisions restent quasiment stables, l'effet des mises en service intervenues sur ces douze derniers mois étant compensé par l'effet des sorties de périmètre et la non reconduction d'éléments non récurrents enregistrés en 2011 dans le cadre de l'acquisition d'International Power. Hors effets de change et de périmètre, l'indicateur est en croissance organique de + 8,8%, principalement expliquée par la croissance de l'EBITDA.

I.2. EVOLUTION DES ACTIVITES DU GROUPE

I.2.1 BRANCHE ENERGY INTERNATIONAL

En millions d'euros	31 déc. 2012							31 déc. 2011							Variation brute en %
	Total *	Amérique latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	Total *	Amérique latine	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe	Moyen-Orient, Turquie et Afrique	Asie	Australie	
Chiffre d'affaires	16 044	3 827	4 412	3 382	1 217	2 045	1 160	15 754	3 694	4 830	3 410	1 175	1 764	877	+1,8%
EBITDA	4 327	1 690	1 092	625	247	401	387	4 225	1 736	1 015	600	304	332	347	+2,4%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 391)	(462)	(444)	(216)	(30)	(123)	(112)	(1 470)	(404)	(445)	(310)	(59)	(94)	(156)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	-	-	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	2 931	1 228	649	409	217	278	275	2 754	1 332	570	290	245	238	191	+6,4%

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

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energy International s'est établi à 16 044 millions d'euros, soit une croissance brute de 1,8% (recul organique de - 3,0%), principalement générée par :

- ▶ un impact négatif des effets de périmètre de - 67 millions d'euros résultant principalement de la contribution de janvier 2012 des actifs d'International Power acquis au début du mois de février 2011, compensé par la modification de la méthode de consolidation de Senoko à Singapour suite à un changement de contrôle, et de la centrale d'Al Hidd à Bahreïn suite à une cession partielle réalisée en mai ;
- ▶ la croissance organique de + 3,3% en Amérique latine qui découle principalement de la hausse du chiffre d'affaires au Brésil suite à la mise en service de nouvelles centrales électriques ;
- ▶ la forte croissance organique (+ 28%) en Asie qui découle à la fois de la mise en service de nouvelles centrales en Thaïlande (Gheco One en août 2012 et Glow Phase 5 en fin d'année 2011) et des excellents résultats de la centrale hydroélectrique Glow Energy au Laos ;
- ▶ les moins bons résultats obtenus en Amérique du Nord, principalement en raison de la chute des cours du gaz naturel qui a entraîné la baisse du prix de l'électricité et réduit le montant des recettes provenant des ventes de gaz.

L'**EBITDA** a enregistré une progression de 2,4% à 4 327 millions d'euros, bénéficiant de l'impact positif de 136 millions d'euros des variations de périmètre et des taux de change favorables. Sur une base organique, l'EBITDA a reculé de - 0,8% consécutivement à un certain nombre d'éléments exceptionnels favorables en 2011 et à une conjoncture difficile dans les marchés développés amputant la croissance enregistrée dans les marchés émergents.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 2 931 millions d'euros, soit une croissance organique de 5,9% reflétant principalement les ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

Amérique latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique latine s'est établi à 3 827 millions d'euros, soit une progression brute de 132 millions d'euros correspondant à une croissance organique de 121 millions d'euros (+ 3,3%) par rapport à 2011. Cette évolution est partiellement due à la croissance du chiffre d'affaires au Brésil suite à la mise en service progressive d'unités dans la centrale hydroélectrique d'Estreito (436 MW). Elle est également due à une augmentation du prix de vente moyen principalement issu des augmentations mécaniques de prix provoquées par l'inflation dans les contrats de vente. Au Chili, la contribution positive apportée par la mise en service, en milieu d'année 2011, des centrales CTA et CTH, d'une capacité de 264 MW, a été compensée par la baisse des recettes provenant de la vente de gaz naturel liquéfié (GNL) à mesure de la disparition progressive des fortes marges prévues dans les contrats initiaux d'approvisionnement en gaz. Au Pérou, l'évolution a été positive grâce aux nouveaux contrats *Power Purchase Agreement* (PPA) et aux conditions de tarification favorables.

Les ventes d'électricité ont augmenté de 3,7 TWh à 52,8 TWh, alors que les ventes de gaz ont reculé de 2,3 GWh, principalement au Chili, s'élevant finalement à 14,7 TWh.

L'**EBITDA** s'est établi à 1 690 millions d'euros et est stable en organique, son évolution reflétant principalement :

- ▶ la mise en service progressive d'unités dans la centrale hydroélectrique d'Estreito et l'augmentation des prix moyens au Brésil contrebalancées par
- ▶ la fin des conditions exceptionnelles de certains contrats au Chili en 2011 et
- ▶ la non reconduction des éléments exceptionnels perçus en 2011 au titre des retards de mise en service des centrales à charbon au Chili (CTA / CTH) et au Panama (Bahia Las Minas).

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 1 228 millions d'euros, soit un recul de - 58 millions d'euros ou - 4,5% sur une base organique. Ce recul reflète l'évolution de l'EBITDA et l'augmentation de la dotation aux amortissements qui ont suivi la mise en service de la centrale hydro-électrique d'Estreito (Brésil) ainsi que des centrales CTA et CTH (Chili).

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord s'est établi à 4 412 millions d'euros, soit un recul de - 812 millions d'euros (soit - 15,7%) sur une base organique. Ce repli est principalement dû à la chute importante du prix du gaz naturel sur le marché NYMEX, qui a entraîné une baisse du prix de l'électricité et réduit les recettes provenant de la vente de gaz.

En 2012, les ventes d'électricité ont baissé de 0,4 TWh pour passer à 78,8 TWh en Amérique du Nord, alors que les ventes de gaz naturel, à l'exclusion des ventes intra-groupe, ont chuté de 12,8 TWh pour passer à 50,6 TWh ⁽¹⁾.

L'**EBITDA** s'est établi à 1 092 millions d'euros, soit un niveau stable en organique. Les excellents résultats enregistrés dans les activités gazières non américaines (en hausse de 37 millions d'euros) qui ont bénéficié des indemnités perçues suite à la résiliation d'un contrat au Mexique et de la légère amélioration de la production électrique, ont été suffisants pour compenser :

- ▶ la baisse du prix de vente du GNL (recul de - 21 millions d'euros, soit - 10,2% sur une base organique) ;
- ▶ la baisse de performance de l'activité de retail (recul de - 39 millions d'euros), qui a affiché des volumes légèrement inférieurs (- 2,6%) à des marges plus faibles.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 649 millions d'euros, soit une hausse de 47 millions d'euros ou 7,7% de croissance organique. Cette progression s'explique principalement par la fin de l'amortissement d'un contrat d'achat d'électricité arrivé à échéance et par la diminution des dotations aux amortissements des centrales de Choctaw et Hot Spring suite à leur comptabilisation dans les actifs destinés à être cédés. La centrale de Choctaw a été vendue en février et celle de Hot Spring en septembre.

Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni et Autres Europe s'est établi à 3 382 millions d'euros en 2012, soit un recul de - 409 millions d'euros ou - 11,4% sur une base organique.

Les ventes d'électricité de la période se sont établies à 35,4 TWh (en progression de 0,5 TWh), les volumes inférieurs générés par les actifs de production continentaux ayant été compensés par les volumes supérieurs des activités de vente au détail (en progression de 1,8 TWh). Les ventes de gaz ont été de 23 TWh, en recul de 0,5 TWh, en raison des plus faibles volumes au Royaume-Uni.

Au Royaume-Uni, le secteur de la production a subi l'impact de la baisse du prix de l'électricité. Toutefois, le Royaume-Uni a pu profiter d'une augmentation des prix et des volumes dans l'activité de vente au détail.

L'**EBITDA** s'est élevé à 625 millions d'euros, en recul de - 7,7% ou - 48 millions d'euros sur une base organique. Les actifs de production au Royaume-Uni ont souffert de la conjoncture difficile du marché, même si cette dernière a été en partie compensée par les bons résultats des services auxiliaires de First Hydro. Dans ce contexte défavorable, le Groupe a fermé les centrales de Shotton (210 MW) et de Derwent (210 MW) en fin d'année 2012.

En Europe continentale, les éoliennes ont bénéficié de conditions météorologiques favorables, en particulier en Italie, alors que les centrales hydroélectriques espagnoles ont souffert du manque de pluie au premier semestre de l'année.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 409 millions d'euros, soit une augmentation de 83 millions d'euros ou 27,8% sur une base organique. Le recul de l'EBITDA a été compensé par les ajustements comptables non-récurrents enregistrés en 2011 liés à l'acquisition d'International Power.

Moyen-Orient, Turquie et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Moyen-Orient, Turquie et Afrique s'est élevé à 1 217 millions d'euros, en augmentation de 6,6% ou 75 millions d'euros sur une base organique. Cette progression est le fruit d'un redressement des ventes d'énergie en Turquie, bien que sans effet sur les marges, et d'une augmentation des recettes provenant des activités d'exploitation et de maintenance.

L'**EBITDA** s'est élevé à 247 millions d'euros, en repli de - 21 millions d'euros ou - 8,1% sur une base organique. Ce recul est principalement imputable à la plus faible contribution des activités de développement.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 217 millions d'euros, soit une augmentation de 3,6% ou 7 millions d'euros sur une base organique. Le recul de l'EBITDA a été compensé par la réduction des charges d'amortissement des centrales électriques d'Al Hidd (Bahreïn) et de Sohar (Sultanat d'Oman) suite à leur comptabilisation dans les actifs destinés à la vente. La participation dans la centrale d'Al Hidd est maintenant comptabilisée selon la méthode de mise en équivalence consécutivement à sa cession partielle au mois de mai.

Asie

La région Asie a continué d'enregistrer une très forte croissance, avec un **chiffre d'affaires** en hausse de 28,0% sur une base organique, atteignant ainsi 2 045 millions d'euros. Les ventes d'électricité ont augmenté de 1,5 TWh, passant à 23,3 TWh.

Cette croissance est en partie due à l'activité soutenue en Thaïlande, grâce à la contribution sur une année pleine de Glow Phase 5 (342 MW, mise en service en octobre 2011), à la mise en service de Gheco One (660 MW) en août 2012 et au redressement du volume des activités de distribution de gaz de PTT NGD. Après la sécheresse de 2011, la centrale hydroélectrique au Laos a fortement été sollicitée en 2012. L'augmentation reflète aussi la meilleure performance de Senoko à Singapour au cours du premier semestre de l'année. Depuis le 1^{er} juillet 2012, Senoko est consolidée par mise en équivalence.

L'**EBITDA** s'est élevé à 401 millions d'euros, en progression de 23,7% ou 74 millions d'euros sur une base organique. Cette croissance est imputable à la première contribution de Gheco One et à l'optimisation

(1) Il convient de remarquer que les ventes de gaz naturel, y compris intra-groupe, se sont élevées à 73,7 TWh avec une diminution organique de 11,2 TWh.

(2) GDF SUEZ Énergie Royaume-Uni et Autres Europe inclut des actifs qui faisaient auparavant partie de la région Royaume-Uni et Autres Europe d'International Power, mais n'inclut pas les autres actifs ou activités de production de GDF SUEZ répartis en Europe.

des activités d'exploitation de Glow SPP qui a permis d'améliorer la performance des centrales thermiques. Cette progression a été renforcée par la performance positive des activités d'exploitation et de maintenance au Pakistan et en Indonésie.

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 278 millions d'euros, en hausse de 46 millions d'euros ou 20,5% sur une base organique, reflétant l'évolution de l'EBITDA et l'impact sur les amortissements des mises en service (Gheco One).

Australie

Le **chiffre d'affaires** en Australie s'est élevé à 1 160 millions d'euros, soit une croissance organique de 11,2%. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation du prix de l'électricité vendue en gros dans les Etats de Victoria et de South-Australia

après le lancement du plan de réduction des émissions de carbone le 1^{er} juillet 2012.

Les ventes d'électricité sont demeurées stables à 24,1 TWh, alors que celles de gaz naturel ont augmenté de 0,1 TWh à 2,4 TWh.

L'**EBITDA** s'est élevé à 387 millions d'euros, en recul organique de - 28 millions d'euros (- 7,4%) par rapport à 2011, principalement en raison d'un climat plus doux, d'une consommation en baisse et d'éléments exceptionnels ayant impacté favorablement le premier semestre 2011 (dédommagements perçus en 2011 de compagnies d'assurances).

Le **résultat opérationnel courant** s'est établi à 275 millions d'euros, en hausse de 20,4% ou 42 millions d'euros sur une base organique. Cette progression s'explique principalement par les ajustements comptables non récurrents enregistrés en 2011 et liés à l'acquisition d'International Power.

I.2.2 BRANCHE ENERGIE EUROPE

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011			Variation brute en %
	Total *	Central Western Europe	Autres Europe	Total *	Central Western Europe	Autres Europe	
Chiffre d'affaires	44 418	35 804	8 614	41 269	33 444	7 824	+7,6%
EBITDA	4 180	3 427	880	4 078	3 126	1 066	+2,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 670)	(1 200)	(467)	(1 690)	(1 229)	(459)	
Paiements fondés sur des actions	(16)	(13)	-	(18)	(14)	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	2 494	2 214	413	2 370	1 883	606	+5,2%

* Dont coûts des fonctions corporate de branche.

La nouvelle branche Energie Europe regroupe toutes les activités anciennement portées par la branche Energie France, les activités européennes de la branche Energie Europe et International (à

l'exception de celles de la nouvelle branche Energy International) et les activités Approvisionnements et Ventes aux Grands Comptes de la branche Global Gaz & GNL.

Volumes vendus par la branche

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Ventes de gaz	658	638	+3,1%
Ventes d'électricité	193	198	-2,2%

Le **chiffre d'affaires** contributif de la branche Energie Europe s'est établi à 44 418 millions d'euros, en progression de + 7,6%. Les ventes de gaz atteignent 658 TWh dont 141 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 193 TWh. A fin décembre, la branche sert environ 16 millions de clients particuliers en gaz et plus de 5 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la branche progresse de + 2,5% à 4 180 millions d'euros. L'année 2012, marquée par un retour à un climat normal, a bénéficié de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz du

Groupe et du rattrapage tarifaire du quatrième trimestre 2011 malgré une pression concurrentielle et réglementaire accrue, la baisse des prix de marché de l'électricité, l'indisponibilité des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2 et un effet périmètre défavorable en Italie (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011).

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution légèrement plus favorable que celle de l'EBITDA sous l'effet de moindres dotations aux amortissements et provisions.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 35 804 millions d'euros, en progression de + 7,1%, les bonnes performances en France, en Allemagne et aux Pays-Bas excédant le tassement des ventes en Belgique.

L'**EBITDA** de CWE progresse de + 9,6% (croissance brute) sous l'effet notamment du retour à un climat normal, du rattrapage

tarifaire en France relatif à 2011, de l'amélioration des conditions d'approvisionnement en gaz et de la hausse des cargaisons GNL vers l'Asie ⁽¹⁾, partiellement compensés par la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité en Belgique, la baisse globale des prix de marché de l'électricité en Europe et l'indisponibilité de deux tranches nucléaires en Belgique.

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution favorable similaire à celle de l'EBITDA.

CWE France

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011 *	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	17 183	14 922	+15,2%
EBITDA	1 175	543	+116,3%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(470)	(413)	
Paiements fondés sur des actions	(5)	(5)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	700	125	+461,4%

* Données pro forma incluant notamment les ventes des grands clients gaz en France, comptabilisées dans la branche Global Gaz & GNL dans la présentation des résultats 2011.

Volumes vendus en France

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011 *	Variation brute en %
Ventes de gaz **	288	280	+2,9%
Ventes d'électricité	50	41	+22,3%

* Données pro forma incluant notamment les ventes des grands clients gaz en France, comptabilisées dans la branche Global Gaz & GNL dans la présentation des résultats 2011.

** Données contributives branche.

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud ; signe positif = climat froid)	(0,9)	(30,4)	+29,5

A fin décembre 2012, le chiffre d'affaires contributif de la France s'établit à 17 183 millions d'euros. Ce chiffre est en progression de 2 261 millions d'euros par rapport à celui de 2011.

Les **ventes de gaz** naturel progressent de + 8 TWh, la différence de climat entre les deux périodes permettant de plus que compenser les pertes de clients. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 86% sur le marché des particuliers et d'environ 58% sur le marché d'affaires.

Les **ventes d'électricité** progressent de + 9,2 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients directs et des ventes sur le marché liées à l'augmentation de la production d'électricité. Celle-ci atteint en effet 31,5 TWh (30,2 TWh en 2011) avec les mises en service de fermes éoliennes, une meilleure hydraulité qu'en 2011 (le premier semestre 2011 avait été particulièrement sec), compensée en partie

par la baisse de production des centrales au gaz (conditions de marché défavorables).

L'**EBITDA** progresse de 632 millions d'euros principalement du fait du climat 2012 moins défavorable que celui de 2011 (impact positif sur les ventes de gaz et l'hydraulité), le moindre retard tarifaire 2012 que celui observé en 2011 et les effets de rattrapage tarifaire relatif au quatrième trimestre 2011 inscrit dans les comptes 2012 pour un montant proche de 210 millions euros. Ces différents éléments favorables sont en partie compensés par la baisse des prix de marché de l'électricité.

Le **résultat opérationnel courant** s'améliore de 575 millions d'euros en raison de la progression de l'EBITDA, partiellement compensée par l'accroissement des amortissements (mise en service de nouveaux parcs éoliens) et de l'impact de reprises de provisions en 2011.

(1) Activité dont la marge est partagée entre la branche Energie Europe et Global Gaz & GNL.

CWE Benelux – Allemagne

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	14 210	15 319	-7,2%
EBITDA	1 883	2 165	-13,0%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(665)	(735)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	(9)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 212	1 421	-14,6%

Le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 14 210 millions d'euros, en retrait de - 7,2% par rapport à 2011. Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 103 TWh, en baisse de - 14% sous l'effet du tassement des ventes en Belgique. La production d'électricité s'élève à 66 TWh en retrait de près de - 13 TWh, en raison notamment de l'indisponibilité de deux tranches nucléaires et d'une baisse de la production aux Pays-Bas, conséquence de *spreads* défavorables pour les unités au gaz.

- ▶ En Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent avec des volumes en retrait de - 17% à 84,7 TWh principalement liés à la baisse des ventes sur les marchés et à des pertes de clients professionnels.
- ▶ Aux Pays-Bas, les ventes d'électricité sont stables à 9,2 TWh.

- ▶ En Allemagne, les ventes d'électricité augmentent de + 3% à 9,4 TWh sous l'effet d'une meilleure disponibilité du parc.

Les volumes de gaz vendus sont en contraction de - 14 TWh (- 10%), en raison de pertes de clients Business et Grands Comptes en Belgique et de moindres ventes sur les marchés, partiellement compensées par des conditions climatiques plus froides.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne est en baisse de - 13,0%, sous l'effet de l'indisponibilité des centrales nucléaires de Doel 3 et Tihange 2 pendant respectivement 24 et 14 semaines, de la hausse des tarifs d'accès au réseau de transport d'électricité et de la baisse des ventes en Belgique, partiellement compensé par une amélioration de la rentabilité en Allemagne.

Le **résultat opérationnel courant** suit une évolution similaire à celle de l'EBITDA.

Autres Europe

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
CHIFFRE D'AFFAIRES	8 614	7 824	+10,1%
EBITDA	880	1 066	-17,4%
Dotations nettes aux amortissements et aux provisions	(467)	(460)	
Paiements fondés sur des actions	-	-	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	413	606	-31,8%

La zone Autres Europe voit son **chiffre d'affaires** s'accroître de + 10,1%, portée par une activité soutenue en Italie.

L'**EBITDA** Autres Europe est en retrait de - 17,4%, pénalisé par un effet de périmètre défavorable en Italie (cession de G6 Rete Gas au second semestre 2011) et par des performances en baisse en

Slovaquie et en Hongrie notamment du fait d'un environnement réglementaire difficile.

La décroissance observée au niveau du **résultat opérationnel courant** est proche de celle de l'EBITDA, les dotations nettes aux amortissements et provisions étant stables.

I.2.3 BRANCHE GLOBAL GAZ & GNL

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	4 759	3 135	+51,8%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	7 945	6 824	+16,4%
EBITDA	2 377	2 074	+14,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 255)	(1 154)	
Paiements fondés sur des actions	(3)	(3)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 119	917	+22,1%

La branche Global Gaz & GNL regroupe désormais les activités d'exploration-production et de ventes de GNL. Les activités d'approvisionnements et de ventes aux grands comptes ont en effet été transférées à la branche Energie Europe.

Le **chiffre d'affaires** contributif s'élève à 4 759 millions d'euros, en hausse brute de 1 624 millions d'euros (+ 51,8%) par rapport à 2011, dont 1 651 millions d'euros de croissance organique ⁽¹⁾ (+ 54,3%).

Le chiffre d'affaires contributif a été globalement porté par la progression de l'activité de l'exploration-production ainsi que la forte activité GNL, avec :

- ▶ une hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'exploration-production soutenue par la production du champ de Gjøa en Norvège et l'impact de la hausse du prix des commodités. La production contributive Groupe d'hydrocarbures à fin décembre 2012 est en hausse de 6,0 Mbep ⁽²⁾, à 43,6 Mbep vs 37,6 Mbep à fin décembre 2011 ;

- ▶ une progression des ventes externes de GNL de 19 TWh, soit 60 TWh totalisant 66 cargaisons dont 39 vers l'Asie à fin décembre 2012 contre 41 TWh totalisant 45 cargaisons dont 25 vers l'Asie à fin décembre 2011.

Au 31 décembre 2012, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 377 millions d'euros contre 2 074 millions d'euros à fin décembre 2011, en croissance brute de 303 millions d'euros (+ 14,6%), dont 508 millions d'euros de croissance organique ⁽¹⁾ (+ 27,8%). Cette croissance est portée par l'activité exploration-production avec l'évolution favorable du prix des commodités constatée sur la période et la hausse de la production du champ de Gjøa en Norvège, ainsi que par la meilleure performance d'arbitrage GNL, notamment sur l'Asie.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 1 119 millions d'euros à fin décembre 2012, en croissance brute de 202 millions d'euros (+ 22,1%).

I.2.4 BRANCHE INFRASTRUCTURES

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	2 031	1 491	+36,2%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 216	5 703	+9,0%
EBITDA	3 049	2 991	+1,9%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 239)	(1 189)	
Paiements fondés sur des actions	(5)	(10)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 805	1 793	+0,7%

(1) Impact cession EFOG en décembre 2011 partiellement compensée par l'acquisition de 20% de Njord en juillet 2011 ; cession GDF SUEZ LNG Liquefaction en décembre 2011 sans impact sur le chiffre d'affaires.

(2) Baisse de - 2,9 Mbep de la production totale soit 54,9 Mbep à fin décembre 2012 vs. 57,8 Mbep à fin décembre 2011 (moindres ventes internes liées principalement à la cession d'EFOG).

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 216 millions d'euros, en hausse de + 9,0% par rapport à 2011, sous l'effet principalement de l'augmentation des opérations d'achats-ventes de gaz réalisées pour maintenir les performances techniques et physiques des stockages, dans un contexte marqué par une moindre commercialisation des capacités en France et par un climat plus froid (versus un climat chaud en 2011).

L'évolution du chiffre d'affaires reprend également les éléments suivants :

- ▶ la hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid en 2012 qu'en 2011 (+ 33,5 TWh) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (baisse de - 1,85% au 1^{er} juillet 2011 et hausse de + 8,0% au 1^{er} juillet 2012) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport au 1^{er} avril 2011 (hausse de + 2,9%) et au 1^{er} avril 2012 (hausse de + 6%) ;
- ▶ l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août 2011. GDF SUEZ devient ainsi numéro 1 en Europe en termes de vente de capacités de stockage.

Le chiffre d'affaires contributif atteint 2 031 millions d'euros, en progression de + 36,2% par rapport à décembre 2011. Cette croissance contributive tirée notamment par les conditions climatiques et les augmentations tarifaires décrites ci-avant traduit également :

- ▶ l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne par Storengy le 31 août 2011 ;
- ▶ le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- ▶ l'accroissement des opérations d'achats-ventes de gaz pour maintenir les performances techniques des stockages.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 049 millions d'euros, en hausse de + 1,9% par rapport à décembre 2011, bénéficiant d'un retour à un climat moyen mais pénalisé par la moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par une hausse des charges d'exploitation prise en compte dans le tarif de distribution entré en vigueur en juillet 2012.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 1 805 millions d'euros soit + 0,7% par rapport à 2011.

I.2.5 BRANCHE ENERGIE SERVICES

En millions d'euros

	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 693	14 206	+3,4%
EBITDA	1 018	1 005	+1,2%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(317)	(308)	
Charges nettes décaissées des concessions	(30)	(28)	
Paiements fondés sur des actions	(11)	(14)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	660	655	+0,7%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energie Services progresse de + 3,4% à 14 693 millions d'euros au 31 décembre 2012, soit une croissance brute de + 487 millions d'euros.

La progression organique ressort à + 2,7% et s'explique par :

- ▶ la progression de l'activité des réseaux en France (+ 9,7%) avec en particulier les effets positifs des hausses tarifaires et du retour à un climat plus froid sur les premier et dernier trimestres ;
- ▶ la croissance des activités Installations en France (+ 2,4%) et au Benelux (+ 4,7%) et dans une moindre mesure des activités de Services en France (+ 1,0%) ;
- ▶ la quasi-stabilité du pôle International (+ 0,9%) avec des résultats contrastés selon les zones géographiques (croissance en Europe du Nord et au Grand International, baisse en Europe du Sud) ;
- ▶ la baisse de l'activité d'ingénierie (- 0,7%) qui subit le ralentissement des investissements dans l'énergie en Europe, qu'elle arrive cependant à compenser en partie par le développement des contrats au Grand International.

L'**EBITDA** de la branche Energie Services progresse de + 1,2% à 1 018 millions d'euros en 2012, soit une augmentation de + 12 millions d'euros. La croissance organique s'établit à + 17 millions d'euros (+ 1,7%) malgré les éléments défavorables suivants :

- ▶ la non reconduction d'un élément non récurrent (indemnité de 17 millions d'euros début 2011) ayant impacté positivement l'EBITDA des activités de cogénération en Italie ;
- ▶ la fin des contrats de cogénération gaz en France et les effets de pincement tarifaire tant pour les activités de cogénération que de réseaux de chaleur en France ;
- ▶ des contractions de marges, notamment en ingénierie.

Ces éléments sont compensés par :

- ▶ les effets du retour à des conditions climatiques plus froides ;
- ▶ les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux ;

- l'impact positif de la mise en service de la barge de forage SWIFT exploitée pour le compte de SHELL en mai 2011, de la bonne performance de l'activité Oil & Gas au Royaume-Uni et de la bonne tenue des activités Installation et Services en Belgique et dans une moindre mesure en France.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 660 millions d'euros versus 655 millions d'euros en 2011. Son évolution suit celle de l'EBITDA de la branche et est également impactée par des provisions pour risques supplémentaires dans un contexte macro-économique difficile en Europe.

I.2.6 BRANCHE SUEZ ENVIRONNEMENT

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	15 093	14 819	+1,8%
EBITDA	2 426	2 513	-3,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 036)	(1 179)	
Charges nettes décaissées des concessions	(245)	(265)	
Paiements fondés sur des actions	(24)	(29)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	1 121	1 039	+7,9%

Le **chiffre d'affaires** de l'année 2012 s'élève à 15 093 millions d'euros, en hausse de + 1,8% par rapport à 2011 et en croissance organique de + 0,3%. L'Eau Europe, en croissance organique de + 3,3%, bénéficie d'indices de prix positifs, du développement des offres de services (France, Espagne) et de volumes en progression au Chili qui compensent un léger repli des consommations en Espagne et des prestations de travaux en net repli dans ce pays. L'activité Déchets Europe est stable (+ 0,1%, organique), sous l'effet de la résistance des prix de traitement en France, du chiffre d'affaires de construction d'unités de valorisation (France, Royaume-Uni) et de la progression des taxes (France, UK) alors que les volumes traités (- 2,5%) et le prix des matières secondaires se sont contractés dans un contexte économique particulièrement défavorable. Le segment International a bénéficié d'une activité bien orientée sur la plupart des zones géographiques et des métiers, notamment en Asie-Pacifique (Eau et Déchets en Chine, Déchets en Australie) mais est néanmoins en recul organique de - 2,3% en raison de la fin de la construction de l'usine de Melbourne dont la mise en service est intervenue avec succès le 17 décembre dernier.

L'**EBITDA** s'élève à 2 426 millions d'euros, en décroissance organique de - 3,3% par rapport à 2011 compte tenu du repli significatif des Déchets Europe (- 10,9%) dont les volumes traités, le mix d'activité

et le prix de matières secondaires ont été pénalisant durant l'année écoulée. L'Eau Europe (+ 0,6%) bénéficie de la mise en vigueur de hausses tarifaires sur les trois principaux pays et de l'amélioration des marges sur les nouvelles offres en cours de commercialisation qui compensent la baisse des activités travaux en Espagne. Le segment International est en croissance de + 3,3% sous l'effet de hausses tarifaires dans plusieurs Etats en Amérique du Nord, de volumes bien orientés dans les Déchets (Australie, Chine, Pologne) et l'Eau (Chine, Maghreb). Le plan de performance COMPASS, en ce compris les mesures exceptionnelles d'ajustement à la conjoncture dans l'activité du déchet, ont contribué à hauteur de 150 millions d'euros de gains par rapport à 2011.

Le **résultat opérationnel courant** progresse de + 7,9% (croissance brute) par rapport à 2011 à 1 121 millions d'euros et de 10,7% en variation organique. Cette forte amélioration du résultat traduit la fin du chantier de construction à Melbourne sur lequel l'essentiel des surcoûts attendus avaient été provisionnés en 2011 et très partiellement accrus au premier semestre 2012. Les tendances des autres zones géographiques et métiers sont conformes à celles constatées au niveau de l'EBITDA.

La performance opérationnelle de l'année 2012 est détaillée dans le rapport d'activité de SUEZ Environnement.

I.2.7 AUTRES

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Chiffre d'affaires			
EBITDA	(351)	(360)	+2,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(205)	(127)	
Paiements fondés sur des actions	(54)	(63)	
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	(610)	(550)	-10,9%

Au 31 décembre 2012, l'**EBITDA** de la branche Autres (- 351 millions d'euros) est en légère amélioration par rapport à l'année dernière, en lien notamment avec les efforts de performance réalisés par les fonctions corporate du Groupe.

En revanche, le **résultat opérationnel courant** est en dégradation par rapport au 31 décembre 2011 du fait principalement de provisionnements accrus.

I.3. AUTRES ELEMENTS DU COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011	Variation brute en %
Résultat opérationnel courant	9 520	8 978	+6,0%
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(105)	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(2 474)	(532)	
Restructurations	(342)	(189)	
Effets de périmètre	155	1 514	
Autres éléments non récurrents	165	18	
Résultat des activités opérationnelles	7 133	9 684	-26,3%
Résultat financier	(2 756)	(2 606)	
Impôts sur les bénéfices	(2 054)	(2 119)	
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	462	
RESULTAT NET	2 755	5 420	-49,2%
Résultat net part du Groupe	1 550	4 003	-61,3%
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 205	1 418	

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à 7 133 millions d'euros, en recul (- 26,3%) par rapport à 2011, en raison notamment d'importantes pertes de valeur constatées en 2012 et des effets de périmètre positifs non récurrents (résultats de cession et de réévaluation) de 2011.

La variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières a un impact positif de 109 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 105 millions d'euros au 31 décembre 2011. L'impact de la période résulte principalement de l'effet positif du déboucement de positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011,

partiellement compensé par un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes.

Les pertes de valeur s'élèvent à 2 474 millions d'euros et se répartissent essentiellement entre les branches Energie Europe (1 523 millions d'euros) et Energy International (409 millions d'euros). Outre les pertes de valeur sur goodwill (294 millions d'euros, dont 176 millions d'euros relatifs au goodwill sur la participation dans SPP en cours de cession), les pertes de valeur portent principalement sur les actifs européens, qui pâtissent de conditions économiques dégradées, dont 513 millions d'euros sur une centrale thermique aux Pays-Bas, 294 millions d'euros sur les actifs thermiques en Italie, 152 millions d'euros sur diverses centrales au Royaume-Uni,

90 millions d'euros sur une centrale à charbon en Allemagne suite au remplacement de pièces défectueuses, 42 millions d'euros sur des actifs de production d'électricité en Grèce compte tenu du contexte économique actuel du pays ainsi que des problèmes techniques sur une centrale à cycle combiné.

Enfin, le Groupe a constaté une perte de valeur de 144 millions d'euros sur la participation dans l'opérateur gazier GASAG, et de 84 millions d'euros sur ses titres cotés Acea.

Le RAO est par ailleurs également impacté par :

- ▶ des charges de restructuration de 342 millions d'euros, qui comprennent chez GDF SUEZ Energie Europe (136 millions d'euros) des coûts d'adaptation au contexte économique, dont notamment les coûts liés à la fermeture d'unités de production en Belgique, aux Pays-Bas et en Hongrie, ainsi que les coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltech. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistre principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités espagnoles et par Degrémont (essentiellement en France), ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Energie Services (53 millions d'euros) ;
- ▶ des «Effets de périmètre» (résultats de cessions de titres consolidés ou de réévaluations résultant de l'application de la norme IFRS 3) qui s'élèvent à + 155 millions d'euros correspondant principalement aux produits liés aux cessions de 60% des activités d'énergies

renouvelables au Canada (136 millions d'euros) et des titres de la société intercommunale bruxelloise Sibelga (105 millions d'euros), partiellement compensés par l'impact des opérations relatives à la cession de Breeze II (- 35 millions d'euros) ;

- ▶ des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de + 165 millions d'euros au 31 décembre 2012, dont un produit de 233 millions d'euros qui correspond à la réduction de l'amende relative à la procédure «MEGAL», suite à la décision du Tribunal de l'Union européenne du 29 juin 2012.

Le résultat financier au 31 décembre 2012 s'établit à - 2 756 millions d'euros, contre - 2 606 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette évolution résulte principalement d'un effet volume sur la dette nette (hausse de la dette nette moyenne) compensée par une baisse des taux, et d'effets non récurrents principalement liés à des restructurations de dettes.

Le taux effectif d'impôt récurrent est stable (32,9% en 2012 contre 33,2 en 2011).

La quote-part de résultat des entreprises associées est en baisse de 29 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2011. Cette évolution s'explique principalement par certaines dépréciations d'actifs enregistrées par celles-ci en 2012 et par les opérations intervenues en 2011 sur les intercommunales wallonnes et flamandes.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 1 205 millions d'euros, en diminution par rapport à 2011 suite au rachat d'International Power et à la dégradation des résultats de SUEZ Environnement.

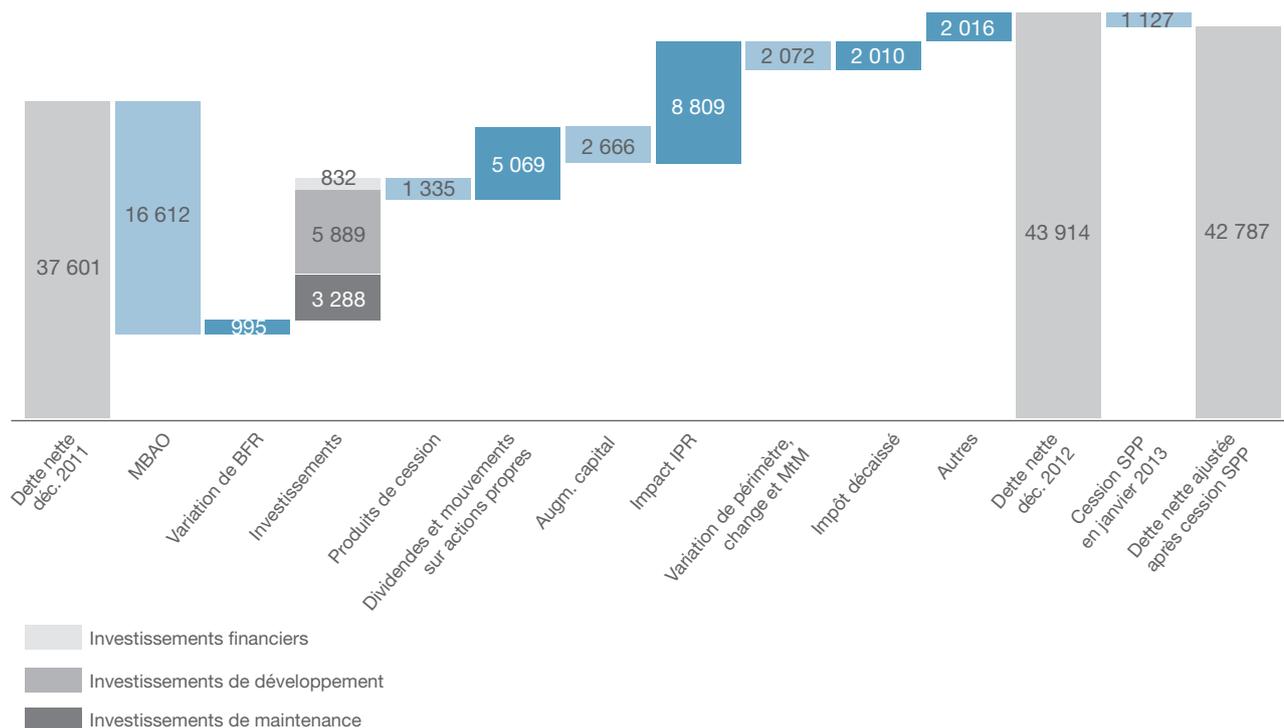
I.4. EVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette du Groupe à fin 2012, ajustée du paiement reçu début 2013 au titre de la cession de SPP s'établit à 42,8 milliards d'euros et augmente de 5,2 milliards d'euros par rapport à son niveau de

fin décembre 2011 (37,6 milliards d'euros). Cette évolution résulte essentiellement du rachat des minoritaires d'International Power plc (8,8 milliards d'euros).

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

En millions d'euros



Le ratio dette nette ajustée sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2012 à 2,51. Il se calcule comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Endettement financier net	43 914	37 601
Paiement relatif à la cession SPP *	(1 127)	-
Endettement financier net ajusté	42 787	37 601
EBITDA	17 026	16 525
Ratio Dette nette ajustée / EBITDA	2,51	2,28

* Paiement reçu le 23 janvier 2013.

I.4.1 MARGE BRUTE D'AUTOFINANCEMENT OPERATIONNELLE

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBO) s'élève à 16 612 millions d'euros au 31 décembre 2012, en hausse de + 495 millions d'euros par rapport à 2011. L'évolution de la MBO (+ 3,0%) est en ligne avec celle de l'EBITDA, l'effet positif sur l'EBITDA

lié à la reprise de provisions pour avantages à long terme (versement de primes uniques pour 260 millions d'euros) équilibre l'effet positif lié à MEGAL dans la MBO.

I.4.2 VARIATION DU BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT

Le besoin en fonds de roulement (BFR) augmente de 995 millions d'euros. Cette évolution provient pour l'essentiel des appels de

marge (449 millions d'euros) et des instruments dérivés (363 millions d'euros).

I.4.3 INVESTISSEMENTS NETS DES PRODUITS DE CESSIONS

Hors impact de l'opération de rachat des minoritaires d'International Power plc (8,8 milliards d'euros), les investissements de l'année 2012 s'élèvent à 10 009 millions d'euros et comprennent :

- ▶ des investissements financiers pour 832 millions d'euros comprenant l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'AES et le rachat complémentaire de titres portant le projet Jirau. Une part significative des autres investissements financiers a trait à des prêts à des sociétés associées ou à des coentreprises ;
- ▶ des investissements de développement de 5 889 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Energy International dans le cadre de la construction de centrales au Brésil (Jirau) et au Pérou (Chilca et Quitarcasa), ainsi que de parcs éoliens au

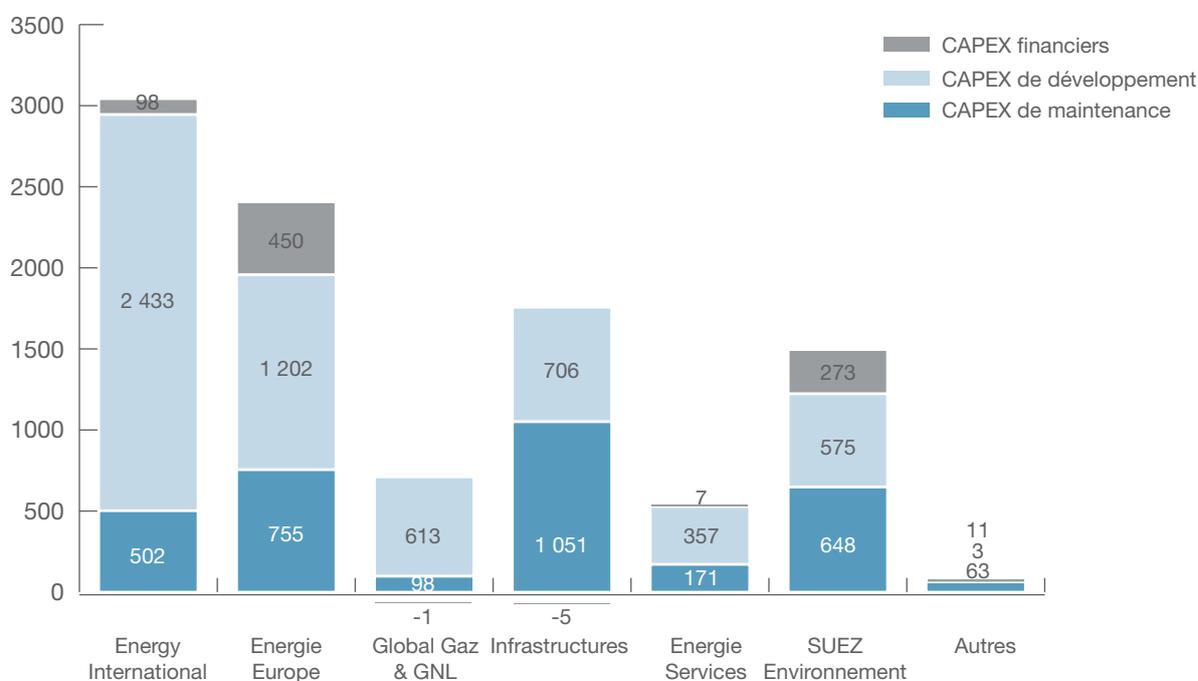
Canada, et la branche Energie Europe pour la construction de deux centrales à charbon à Wilhelmshaven et Maasvlakte et de parcs éoliens en Pologne ;

- ▶ et des investissements de maintenance de 3 288 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant de 1 335 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession de 60% des actifs éoliens au Canada pour 351 millions d'euros, la cession de la participation dans Sibelga par Electrabel pour un prix de 211 millions d'euros, la cession de Eurawasser chez SUEZ Environnement pour 95 millions d'euros et la cession de 40% de Hidd Power Company pour 87 millions d'euros, ainsi que les cessions des centrales de Hot Spring et Choctaw pour respectivement 196 millions d'euros, et 74 millions d'euros (le règlement du solde du prix de cession est intervenu en janvier 2013).

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

En millions d'euros



I.4.4 RACHAT D' ACTIONS, DIVIDENDES ET AUGMENTATION DE CAPITAL

Le total des dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires s'élève à 3 360 millions d'euros. Ce montant correspond au solde du dividende au titre de 2011 soit 0,67 euro par action, pour un montant de 1 474 millions d'euros, et à l'acompte sur le dividende, soit 0,83 euro par action, pour un montant de 1 887 millions d'euros. Les dividendes ont été versés en cash pour 767 millions d'euros, alors que la rémunération des actionnaires ayant fait le choix du paiement sous forme d'actions a représenté 2 594 millions d'euros.

Le solde des augmentations de capital, soit 73 millions d'euros, se rapporte aux levées de stock-options.

Les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires s'élèvent à 1 352 millions d'euros.

Le Groupe a par ailleurs procédé à des rachats d'actions propres pour 359 millions d'euros.

I.4.5 ENDETTEMENT AU 31 DECEMBRE 2012

Hors coût amorti mais après impact du change des dérivés, la dette nette est exprimée à 65% en euros, 16% en dollars américains et 6% en réals brésiliens à fin 2012.

La dette nette est libellée à 78% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

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

Au 31 décembre 2012, le Groupe a un total de lignes de crédit confirmées non tirées (pouvant servir, entre autres, de lignes de *back-up* des programmes de *Commercial Papers*/billets de trésorerie) de 15,6 milliards d'euros.

I.5. AUTRES POSTES DE L'ETAT DE SITUATION FINANCIERE

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles) s'établissent à 99,6 milliards d'euros, en recul de 3,7 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011. Cette variation résulte pour l'essentiel des amortissements et pertes de valeur (- 8,9 milliards d'euros), des cessions (- 0,5 milliard d'euros), des variations de périmètre (- 1,3 milliard d'euros) et des transferts en actifs classés comme détenus en vue de la vente (- 2,5 milliards d'euros), partiellement compensés par les acquisitions (+ 9,1 milliards d'euros).

Les **goodwills** diminuent de 1,3 milliard d'euros à 30,0 milliards d'euros, diminution résultant notamment de variations de périmètre (- 0,6 milliard d'euros), du transfert de SPP en actifs disponibles à la vente (- 0,3 milliard d'euros) et de la finalisation des travaux d'allocation du *goodwill* lié à l'acquisition de sites de stockage en Allemagne en août 2011.

Les **titres disponibles à la vente** sont stables à 3,4 milliards d'euros.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 3,0 milliards d'euros, en hausse de 0,3 milliard d'euros principalement liée à la branche Energy International (Asie).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 71,2 milliards d'euros, en baisse de 9,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2011 (80,3 milliards d'euros), s'expliquant essentiellement par la comptabilisation du rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (- 8,1 milliards d'euros), le résultat de l'année (+ 2,8 milliards d'euros), le versement de dividendes en numéraire (- 2,1 milliards d'euros), les autres éléments du résultat global (écarts de conversion et autres pour - 1,1 milliard d'euros) et le rachat d'actions propres (- 0,4 milliard d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de 1,5 milliard d'euros à 17,7 milliards d'euros, l'augmentation résultant principalement de l'impact des écarts actuariels et de la désactualisation des provisions.

I.6. COMPTES PRO FORMA AVEC GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISES ASSOCIEES

Le Groupe a annoncé le 5 décembre son intention, d'un commun accord avec les autres membres du pacte, de ne pas renouveler le pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement lorsqu'il arrivera à échéance en juillet 2013.

A l'issue du Conseil d'Administration du 22 janvier 2013 et suite aux différentes notifications de dénonciation reçues des parties, le Groupe a annoncé que le pacte d'actionnaires ne sera pas renouvelé et prendra donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

Cette fin de pacte se traduira chez GDF SUEZ par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company en juillet 2013, et par la mise en équivalence de cet ensemble dans les comptes consolidés de GDF SUEZ à compter de cette date.

Il est présenté ci-dessous, à titre d'information, des comptes pro forma intégrant une mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2012.

COMPTE DE RESULTAT

En millions d'euros	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Chiffre d'affaires	97 038	(15 093)	15	81 960
Achats	(52 177)	3 481	(9)	(48 704)
Charges de personnel	(13 234)	3 767	-	(9 467)
Amortissements, dépréciations et provisions	(7 113)	1 036	-	(6 077)
Autres charges opérationnelles	(17 188)	5 925	(24)	(11 288)
Autres produits opérationnels	2 194	(238)	18	1 974
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	(1 121)	-	8 399
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(4)	-	105
Pertes de valeur	(2 474)	87	-	(2 387)
Restructurations	(342)	78	-	(263)
Effets de périmètre	155	(45)	-	110
Autres éléments non récurrents	165	(4)	-	161
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	7 133	(1 009)	-	6 124
Charges financières	(3 652)	544	(7)	(3 116)
Produits financiers	896	(119)	7	784
RESULTAT FINANCIER	(2 756)	424	-	(2 332)
Impôt sur les bénéfices	(2 054)	180	(12)	(1 885)
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	45	4	482
RESULTAT NET	2 755	(359)	(7)	2 389
Résultat net part du Groupe	1 550	-	-	1 550
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 205	(359)	(7)	839
EBITDA	17 026	(2 426)	-	14 600

ETAT DE SITUATION FINANCIERE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations dans les entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Actifs non courants				
Immobilisations incorporelles nettes	13 020	(4 056)	-	8 965
Goodwill	30 035	(3 257)	-	26 778
Immobilisations corporelles nettes	86 597	(8 867)	-	77 730
Titres disponibles à la vente	3 398	(393)	-	3 005
Prêts et créances au coût amorti	3 541	(703)	128	2 966
Instruments financiers dérivés	3 108	(257)	-	2 851
Participations dans les entreprises associées	2 961	962	10	3 933
Autres actifs	962	(80)	-	881
Impôts différés actif	1 537	(761)	(24)	752
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	145 159	(17 413)	113	127 860
Actifs courants				
Prêts et créances au coût amorti	1 630	(215)	-	1 416
Instruments financiers dérivés	4 280	(5)	-	4 274
Clients et autres débiteurs	25 034	(3 763)	34	21 305
Stocks	5 423	(291)	-	5 131
Autres actifs	9 012	(1 111)	(6)	7 896
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	432	(24)	-	408
Trésorerie et équivalents de trésorerie	11 383	(2 233)	-	9 149
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	3 145	-	-	3 145
TOTAL ACTIFS COURANTS	60 339	(7 643)	29	52 725
TOTAL ACTIF	205 498	(25 055)	142	180 585

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

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations dans les entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
Capitaux propres part du Groupe	59 745	-	-	59 745
Participations ne donnant pas le contrôle	11 462	(5 389)	(17)	6 056
TOTAL CAPITAUX PROPRES	71 207	(5 389)	(17)	65 801
Passifs non courants				
Provisions	15 626	(1 406)	-	14 221
Dettes financières	45 247	(8 392)	-	36 855
Instruments financiers dérivés	2 751	(91)	-	2 660
Autres passifs financiers	343	(3)	-	340
Autres passifs	2 063	(640)	(5)	1 418
Impôts différés passif	11 959	(578)	-	11 381
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	77 989	(11 109)	(5)	66 875
Passifs courants				
Provisions	2 071	(560)	-	1 511
Dettes financières	11 962	(1 488)	143	10 617
Instruments financiers dérivés	4 092	(9)	-	4 083
Fournisseurs et autres créanciers	19 481	(2 834)	31	16 679
Autres passifs	16 820	(3 666)	(10)	13 144
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	1 875	-	-	1 875
TOTAL PASSIFS COURANTS	56 302	(8 557)	164	47 909
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	205 498	(25 055)	142	180 585

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.

ETAT DES FLUX DE TRESORERIE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en participations et quote-part de résultat des entreprises associées	Opérations internes et autres	Pro forma GDF SUEZ : SUEZ Environnement consolidé comme entreprise associée
RESULTAT NET	2 755	(359)	(7)	2 389
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(433)	(45)	(4)	(482)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	315	79	-	394
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	9 246	(1 121)	-	8 125
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(87)	50	-	(37)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(109)	4	-	(105)
- Autres éléments sans effet de trésorerie	114	(24)	-	90
- Charge d'impôt	2 054	(180)	12	1 885
- Résultat financier	2 756	(424)	-	2 332
MBA avant résultat financier et impôt	16 612	(2 022)	-	14 590
+ Impôt décaissé	(2 010)	113	-	(1 898)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement	(995)	(328)	(2)	(1 325)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	13 607	(2 238)	(2)	11 367
Investissements corporels et incorporels	(9 177)	1 222	-	(7 955)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(103)	5	-	(98)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	(306)	65	-	(241)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(142)	21	-	(121)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	185	(35)	-	151
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	537	(74)	-	462
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	300	(3)	-	297
Cessions de titres disponibles à la vente	93	(32)	-	61
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	54	(1)	7	60
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	129	(19)	-	110
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(21)	145	8	132
FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT	(8 451)	1 295	14	(7 142)
Dividendes payés	(2 117)	483	-	(1 634)
Remboursement de dettes financières	(7 558)	1 485	-	(6 073)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	2 473	9	-	2 482
Intérêts financiers versés	(1 915)	417	(7)	(1 504)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	185	(45)	-	139
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés	(721)	68	-	(653)
Augmentation des dettes financières	11 587	(1 146)	(6)	10 435
Augmentation/diminution de capital	229	-	-	229
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(358)	-	-	(358)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(10 125)	(21)	-	(10 147)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT	(8 322)	1 250	(13)	(7 085)
Effet des variations de change et divers	(126)	(2 541)	-	(2 667)
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE	(3 293)	(2 234)	-	(5 526)
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A L'OUVERTURE	14 675	-	-	14 675
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A LA CLOTURE	11 383	(2 234)	-	9 149

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.

I.7. COMPTES SOCIAUX

Les chiffres mentionnés ci-après sont relatifs aux comptes sociaux de GDF SUEZ SA, établis en référentiel comptable français conformément aux dispositions réglementaires.

En 2012, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 27 915 millions d'euros en augmentation de 15,7% par rapport à 2011, notamment sous l'effet d'un climat moins défavorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à - 267 millions d'euros contre -1 075 millions d'euros en 2011. Cette hausse provient principalement du retour à des conditions climatiques proches de la normale et de la compensation du retard tarifaire intervenu en 2012.

Le résultat financier est positif à 749 millions d'euros contre 3 161 millions d'euros sur l'exercice 2011. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 1 734 millions d'euros contre 4 087 millions d'euros suite à la perception de dividendes exceptionnels sans équivalents sur 2012 et le coût de la dette pour - 844 millions d'euros. Au 31 décembre 2012, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 28 019 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 9 118 millions d'euros.

Le résultat exceptionnel négatif de 134 millions d'euros comprend notamment les impacts des dépréciations sur titres et créances rattachées aux participations pour - 344 millions d'euros et le remboursement partiel de l'amende sur le litige MEGAL pour + 233 millions d'euros.

L'intégration fiscale conduit à dégager un produit de 365 millions d'euros (295 millions d'euros en 2011) au niveau de la rubrique «Impôt sur les sociétés».

Le résultat net ressort à 890 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 46 976 millions d'euros contre 46 838 millions d'euros à fin 2011, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par le résultat net de la période.

Informations relatives aux délais de paiement

La loi de modernisation de l'économie n° 2009-776 du 4 août 2008, dite loi «LIVE», et son décret d'application n° 2008-1492 du 30 décembre 2008, prévoient que les sociétés, dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes, doivent publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquements significatifs au respect des délais de règlements des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes de GDF SUEZ SA, à l'égard des fournisseurs par date d'échéance sur les deux derniers exercices est la suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Echues	2	43	45	1	53	54
A 30 jours	476	27	503	520	98	618
A 45 jours	17	8	25	20	13	34
A + 45 jours	3	-	3	3	27	30
TOTAL	498	78	576	544	192	736

I.8. PERSPECTIVES

Confirmation des priorités stratégiques au service du développement du Groupe

GDF SUEZ confirme ses priorités stratégiques de développement autour des axes suivants :

- ▶ accélération du développement à l'international au travers des activités de production d'électricité et de GNL
- ▶ optimisation des positions sur les marchés matures en s'appuyant sur l'avantage compétitif du Groupe dans l'efficacité énergétique et sur son expertise dans les énergies renouvelables
- ▶ renforcement sur les activités générant des résultats récurrents

Confirmation des objectifs financiers 2013 et 2014

Pour 2013, le Groupe réaffirme ses objectifs financiers ⁽¹⁾, avec les hypothèses suivantes :

- ▶ impact positif de la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs du gaz en France
- ▶ redémarrage des centrales belges de Doel 3 et Tihange 2 au 2^{ème} trimestre 2013
- ▶ mise à jour des prix des commodités à fin janvier 2013

Avec ces hypothèses, le Groupe anticipe :

- ▶ un **résultat net récurrent part du Groupe** ⁽²⁾ entre 3,1 et 3,5 milliards d'euros, à climat moyen et régulation stable. Cet objectif repose sur une estimation d'EBITDA comprise entre 13 et 14 milliards d'euros, après prise en compte de la mise en équivalence de SUEZ Environnement
- ▶ des **investissements bruts** entre 7 et 8 milliards d'euros
- ▶ un **ratio dette nette/EBITDA** inférieur ou égal à 2,5x et le maintien d'une notation de catégorie « A »

La performance attendue en 2014 sur le résultat net récurrent part du Groupe sera comprise dans une fourchette identique à celle de 2013.

Mise en œuvre du plan d'actions ambitieux Perform 2015

GDF SUEZ a lancé son plan d'actions ambitieux **Perform 2015** en réponse à un environnement européen dégradé avec pour objectifs :

- ▶ une contribution brute au compte de résultat de 3,5 milliards d'euros en 2015 avec un impact sur le résultat net récurrent part du Groupe de + 0,2 milliard d'euros chaque année dès 2013
- ▶ une contribution brute additionnelle de 1 milliard d'euros en 2015 grâce à l'optimisation des capex et du besoin en fonds de roulement
- ▶ une réduction de la dette nette autour de 30 milliards d'euros fin 2014
- ▶ un programme d'optimisation d'actifs ayant un impact sur la dette nette de 11 milliards d'euros sur la période 2013-2014 et principalement concentré sur les marchés matures

Poursuite des ambitions sociales et environnementales

GDF SUEZ est par ailleurs en bonne voie dans l'atteinte de ses objectifs extra financiers à l'horizon 2015, celui de la formation étant même déjà atteint avec 69% des salariés formés en 2012 :

- ▶ énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50 % par rapport à 2009
- ▶ santé et sécurité : atteindre un taux de fréquence des accidents inférieur à 6
- ▶ biodiversité : déploiement d'un plan d'actions pour chaque site sensible au sein de l'Union européenne
- ▶ mixité : 25 % de femmes cadres
- ▶ formation annuelle d'au moins deux tiers des salariés du Groupe
- ▶ actionnariat salarié : 3 % du capital social du Groupe détenu par les salariés du Groupe

Par ailleurs, le Groupe remodèle son organisation dans le cadre de son plan **Perform 2015**, dynamique qui le conduira à maintenir un programme ambitieux de 18 000 embauches en CDI en France sur les trois prochaines années. GDF SUEZ est l'un des principaux employeurs en France avec plus de 100 000 collaborateurs.

(1) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, de redémarrage de Doel 3 et Tihange 2 au deuxième trimestre 2013, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, de mise en équivalence de Suez Environnement au 01/01/2013, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin janvier 2013 pour la partie non couverte de la production, et de cours de change moyen suivants pour 2013: €/\$,1,27, €/BRL 2,42. Ces objectifs intègrent l'impact positif de la décision du 30 janvier 2013 du Conseil d'Etat sur les tarifs de gaz.

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





Etats financiers consolidés

	Pages		Pages
Compte de résultat	26	Etat du résultat global	31
Etat de situation financière	27	Etat des flux de trésorerie	32
Etat des variations des capitaux propres	29		

COMPTE DE RESULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Chiffre d'affaires	4	97 038	90 673
Achats		(52 177)	(46 695)
Charges de personnel	4	(13 234)	(12 775)
Amortissements, dépréciations et provisions	4	(7 113)	(7 115)
Autres charges opérationnelles		(17 188)	(17 226)
Autres produits opérationnels		2 194	2 116
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT		9 520	8 978
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		109	(105)
Pertes de valeur		(2 474)	(532)
Restructurations		(342)	(189)
Effets de périmètre		155	1 514
Autres éléments non récurrents		165	18
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	5	7 133	9 684
Charges financières		(3 652)	(3 383)
Produits financiers		896	778
RESULTAT FINANCIER	6	(2 756)	(2 606)
Impôt sur les bénéfices	7	(2 054)	(2 119)
Quote-part de résultat des entreprises associées	13	433	462
RESULTAT NET		2 755	5 420
Résultat net part du Groupe		1 550	4 003
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		1 205	1 418
RESULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)(*)	9	0,68	1,79
RESULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUE (EUROS)(*)	9	0,67	1,77

(*) Les résultats par action au 31 décembre 2011 ont été ajustés afin de tenir compte de l'impact du versement du dividende en actions intervenu en mai 2012 et du versement de l'acompte sur dividende en actions intervenu en octobre 2012. Les résultats par action publiés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2011 s'élevaient respectivement à 1,80 et 1,78 euro pour le résultat net part du Groupe par action et pour le résultat net part du Groupe par action dilué.



ETAT DE SITUATION FINANCIERE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	11	13 020	13 226
Goodwill	10	30 035	31 362
Immobilisations corporelles nettes	12	86 597	90 120
Titres disponibles à la vente	15	3 398	3 299
Prêts et créances au coût amorti	15	3 541	3 813
Instruments financiers dérivés	15	3 108	2 911
Participations dans les entreprises associées	13	2 961	2 619
Autres actifs		962	1 173
Impôts différés actif	7	1 537	1 379
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		145 159	149 902
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	1 630	1 311
Instruments financiers dérivés	15	4 280	5 312
Clients et autres débiteurs	15	25 034	23 135
Stocks		5 423	5 435
Autres actifs		9 012	9 455
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	432	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	11 383	14 675
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	3 145	1 298
TOTAL ACTIFS COURANTS		60 339	63 508
TOTAL ACTIF		205 498	213 410

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

PASSIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Capitaux propres part du Groupe		59 745	62 930
Participations ne donnant pas le contrôle		11 462	17 340
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	71 207	80 270
Passifs non courants			
Provisions	18	15 626	14 431
Dettes financières	15	45 247	43 375
Instruments financiers dérivés	15	2 751	3 310
Autres passifs financiers	15	343	684
Autres passifs		2 063	2 202
Impôts différés passif	7	11 959	13 038
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		77 989	77 040
Passifs courants			
Provisions	18	2 071	1 751
Dettes financières	15	11 962	13 213
Instruments financiers dérivés	15	4 092	5 185
Fournisseurs et autres créanciers	15	19 481	18 387
Autres passifs		16 820	16 738
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	1 875	827
TOTAL PASSIFS COURANTS		56 302	56 100
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		205 498	213 410

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.

ETAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Ecarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2010	2 250 295 757	2 250	29 683	29 524	800	522	(665)	62 114	8 513	70 627
Résultat net				4 003				4 003	1 418	5 420
Autres éléments du résultat global				(386)	(590)	99		(877)	(282)	(1 158)
RESULTAT GLOBAL				3 617	(590)	99		3 126	1 136	4 262
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	2 340 451	2	33	122				157	12	169
Dividendes distribués en numéraire				(3 328)				(3 328)	(1 033)	(4 361)
Achat/vente d'actions propres				(97)			(264)	(362)		(362)
Regroupements d'entreprises (International Power)				302	28	(175)		155	6 303	6 458
Transactions entre actionnaires (opération GRTgaz)				167				167	923	1 090
Transactions entre actionnaires (cession de 30% de l'Exploration Production au CIC)				938	1	1		940	1 341	2 281
Autres transactions entre actionnaires				(11)				(11)	(25)	(36)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									217	217
Distribution de dividendes en actions et variation d'autocontrôle SUEZ Environnement Company				(2)				(2)	(33)	(35)
Autres variations				(25)				(25)	(14)	(39)
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2011	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270

<i>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Ecarts de conversion	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2011										
	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270
Résultat net				1 550				1 550	1 205	2 755
Autres éléments du résultat global				(387)	(325)	(452)		(1 164)	62	(1 102)
RESULTAT GLOBAL				1 163	(325)	(452)		386	1 267	1 654
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions	4 604 700	5	68	102				175	8	183
Dividendes distribués en actions	155 583 181	156	2 438	(2 593)						
Dividendes distribués en numéraire				(767)				(767)	(1 352)	(2 119)
Achat/vente d'actions propres				(83)			(276)	(359)		(359)
Transactions entre actionnaires (opération International Power - cf. Note 2.1)				(2 304)	(157)	240		(2 221)	(5 841)	(8 062)
Conversion des obligations convertibles International Power (cf. Note 2.1)				(288)				(288)		(288)
Autres transactions entre actionnaires				(102)				(102)	(175)	(277)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle									156	156
Autres variations			(15)	6				(10)	59	49
CAPITAUX PROPRES AU 31 DECEMBRE 2012										
	2 412 824 089	2 413	32 207	26 337	(242)	235	(1 206)	59 745	11 462	71 207



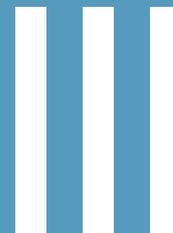
ETAT DU RESULTAT GLOBAL

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2012 Quote-part du Groupe	31 déc. 2012 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2011	31 déc. 2011 Quote-part du Groupe	31 déc. 2011 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle
RESULTAT NET		2 755	1 550	1 205	5 420	4 003	1 418
Actifs financiers disponibles à la vente	15	309	273	36	(495)	(448)	(47)
Couverture d'investissement net		(76)	(66)	(10)	(70)	(58)	(12)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	(304)	(326)	22	(214)	(139)	(75)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(445)	(469)	25	317	327	(10)
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	276	272	4	(68)	(87)	19
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		(28)	(8)	(20)	(281)	(185)	(96)
Ecart de conversion		(372)	(452)	80	115	100	15
TOTAL ELEMENTS RECYCLABLES		(640)	(777)	137	(697)	(491)	(207)
Pertes et gains actuariels		(695)	(592)	(103)	(755)	(639)	(116)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	7	234	205	29	248	207	41
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(1)	-	(1)	46	46	-
TOTAL ELEMENTS NON RECYCLABLES		(462)	(387)	(75)	(461)	(386)	(75)
RESULTAT GLOBAL		1 654	386	1 267	4 262	3 126	1 136

ETAT DES FLUX DE TRESORERIE

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT NET		2 755	5 420
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées		(433)	(462)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées		315	265
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		9 246	7 431
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(87)	(1 497)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(109)	105
- Autres éléments sans effet de trésorerie		114	130
- Charge d'impôt		2 054	2 119
- Résultat financier		2 756	2 606
MBA avant résultat financier et impôt		16 612	16 117
+ Impôt décaissé		(2 010)	(1 853)
Variation du Besoin en Fonds de Roulement		(995)	(426)
FLUX ISSUS DES ACTIVITES OPERATIONNELLES		13 607	13 838
Investissements corporels et incorporels	3.4.3	(9 177)	(8 898)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.4.3	(103)	(1 745)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	3.4.3	(306)	(119)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	3.4.3	(142)	(258)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		185	167
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		537	1 024
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises		300	1 570
Cessions de titres disponibles à la vente		93	76
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		54	81
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		129	138
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	3.4.3	(21)	60
FLUX ISSUS DES ACTIVITES D'INVESTISSEMENT		(8 451)	(7 905)
Dividendes payés		(2 117)	(4 363)
Remboursement de dettes financières		(7 558)	(6 517)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		2 473	(1 146)
Intérêts financiers versés		(1 915)	(1 977)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		185	212
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés ⁽¹⁾		(721)	-
Augmentation des dettes financières		11 587	8 114
Augmentation/diminution de capital		229	569
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(358)	(362)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.4.3	(10 125)	2 974
FLUX ISSUS DES ACTIVITES DE FINANCEMENT		(8 322)	(2 496)
Effet des variations de change et divers		(126)	(58)
TOTAL DES FLUX DE LA PERIODE		(3 293)	3 379
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A L'OUVERTURE		14 675	11 296
TRESORERIE ET EQUIVALENTS DE TRESORERIE A LA CLOTURE		11 383	14 675

(1) Les flux liés aux instruments dérivés de couvertures d'investissement net et les soultes versées/reçues lors du dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés sont dorénavant positionnés sur une ligne spécifique du tableau de flux intitulée «Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés». L'information comparative de l'exercice 2011 n'a pas été retraitée car les flux liés à ces opérations étaient négligeables en 2011.



Notes aux comptes consolidés

	Pages		Pages		
NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	34	NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers	95
NOTE 2	Principales variations de périmètre	48	NOTE 17	Eléments sur capitaux propres	106
NOTE 3	Information sectorielle	55	NOTE 18	Provisions	109
NOTE 4	Eléments du résultat opérationnel courant	60	NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	112
NOTE 5	Résultat des activités opérationnelles	61	NOTE 20	Activité Exploration – Production	121
NOTE 6	Résultat financier	64	NOTE 21	Contrats de location-financement	122
NOTE 7	Impôts	66	NOTE 22	Contrats de location simple	123
NOTE 8	Résultat net recurrent part du Groupe	70	NOTE 23	Contrats de concession	124
NOTE 9	Résultat par action	71	NOTE 24	Paiements fondés sur des actions	125
NOTE 10	Goodwills	72	NOTE 25	Transactions avec des parties liées	130
NOTE 11	Immobilisations incorporelles	78	NOTE 26	Rémunération des dirigeants	133
NOTE 12	Immobilisations corporelles	80	NOTE 27	Litiges et concurrence	133
NOTE 13	Participations dans les entreprises associées	82	NOTE 28	Evènements postérieurs à la clôture	139
NOTE 14	Participations dans les coentreprises	84	NOTE 29	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012	140
NOTE 15	Instruments financiers	85	NOTE 30	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	146

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 27 février 2013, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2012.

NOTE 1 RESUME DES METHODES COMPTABLES

1.1 Référentiel

En application du règlement (CE) n° 809/2004 de la Commission européenne du 29 avril 2004 sur le prospectus, les informations financières concernant le patrimoine, la situation financière et les résultats de GDF SUEZ sont fournies pour les deux derniers exercices 2011 et 2012 et sont établies conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2012, les états financiers consolidés annuels du Groupe sont conformes aux IFRS publiées par l'IASB et adoptées par l'Union européenne ⁽¹⁾.

Les principes comptables retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2012 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2011 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 :

1.1.1 Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2012

- ▶ Amendements IAS 12 – Impôts sur le résultat - Impôt différé – Recouvrement des actifs sous-jacents. Le Groupe n'est pas concerné par ces amendements ;
- ▶ Amendement IFRS 7 – Informations à fournir - Transferts d'actifs financiers. L'impact de cet amendement n'est pas significatif pour le Groupe au 31 décembre 2012.

1.1.2 Amendements IFRS applicables en 2013 et anticipés par le Groupe en 2011

- ▶ Amendements IAS 1 – Présentation des autres éléments du résultat global.

1.1.3 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2013

- ▶ IFRS 13 – Evaluation à la juste valeur ;
- ▶ IAS 19 Révisée – Avantages du personnel ;
- ▶ Amendements IFRS 7 – Instruments financiers : Informations à fournir – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers ;
- ▶ Améliorations annuelles – Cycle 2009-2011 ⁽²⁾ ;
- ▶ IFRIC 20 – Frais de découverte engagés pendant la phase d'exploitation d'une mine à ciel ouvert. Le Groupe n'est pas concerné par cette interprétation.

Les analyses réalisées montrent que l'impact de ces normes et amendements ne devrait pas être significatif pour le Groupe au 1^{er} janvier 2013.

1.1.4 Normes IFRS et amendements applicables après 2013

Normes et amendements applicables en 2014

- ▶ IFRS 10 – Etats financiers consolidés ;
- ▶ IFRS 11 – Partenariats ;
- ▶ IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités ;
- ▶ Amendement IAS 28 – Participations dans des entreprises associées et des coentreprises ;
- ▶ Amendements IAS 32 – Instruments financiers : Présentation – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers.

Les analyses sur l'impact que ces normes et amendements pourraient avoir pour le Groupe sont en cours.

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

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



Norme applicable en 2015

- ▶ IFRS 9 – Instruments financiers – Classement et évaluation ⁽¹⁾.

L'analyse des incidences de l'application de cette norme est en cours.

1.1.5 Rappel des options de transition IFRS 1

Le Groupe, à l'occasion de la transition aux IFRS en 2005, a utilisé certaines options permises par IFRS 1. Les options qui ont encore un impact sur les états financiers concernent :

- ▶ les écarts de conversion : le Groupe a choisi de reclasser au sein des capitaux propres en réserves consolidées les écarts de conversion cumulés au 1^{er} janvier 2004 ;
- ▶ les regroupements d'entreprises : le Groupe a choisi de ne pas retraiter selon IFRS 3 les acquisitions antérieures au 1^{er} janvier 2004.

1.2 Base d'évaluation et de présentation des états financiers consolidés

Les états financiers ont été préparés selon la convention du coût historique, à l'exception des instruments financiers qui sont comptabilisés conformément au traitement des différentes catégories d'actifs et de passifs financiers définis par la norme IAS 39.

Actifs ou groupe d'actifs destinés à être cédés

Conformément à la norme IFRS 5, «Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées», les actifs ou groupes d'actifs destinés à être cédés font l'objet d'une présentation sur une ligne à part de l'état de situation financière et sont évalués et comptabilisés au montant le plus bas entre leur valeur comptable et leur valeur de marché diminuée des coûts nécessaires à la réalisation de la vente.

Un actif est classé en actifs destinés à être cédés seulement si la vente est hautement probable dans un horizon de 12 mois, si l'actif est disponible en vue d'une vente immédiate dans son état actuel et si un plan de vente a été initié par le management avec un degré d'avancement suffisant. Pour apprécier le caractère hautement probable de la vente, le Groupe prend notamment en considération les marques d'intérêts et les offres reçues d'acquéreurs potentiels, ainsi que les risques d'exécution spécifiques à certaines transactions.

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

La crise financière a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation des risques, en particulier de contrepartie, dans l'évaluation des instruments financiers. Cet environnement de crise et de volatilité importante des marchés a été pris en considération par le Groupe dans les estimations comme les *business plans* et les différents taux d'actualisation utilisés à la fois pour les tests de valeur et les calculs des provisions.

1.3.1 Estimations

La préparation des états financiers nécessite l'utilisation d'estimations et d'hypothèses pour la détermination de la valeur des actifs et des passifs, l'évaluation des aléas positifs et négatifs à la date de clôture, ainsi que les produits et charges de l'exercice.

En raison des incertitudes inhérentes à tout processus d'évaluation, le Groupe révisé ses estimations sur la base d'informations régulièrement mises à jour. Il est possible que les résultats futurs des opérations concernées diffèrent de ces estimations.

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

- ▶ l'évaluation à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises ;
- ▶ l'évaluation de la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- ▶ 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 (se reporter au § 1.4.15) ;
- ▶ les instruments financiers (se reporter au § 1.4.11) ;
- ▶ le chiffre d'affaires réalisé et non relevé, dit en compteur ;
- ▶ l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

1.3.1.1 Evaluation de la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris dans le cadre d'un regroupement d'entreprises

Les principales hypothèses et estimations utilisées pour déterminer la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris comprennent notamment les perspectives futures des marchés nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie futurs ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

1.3.1.2 Valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations corporelles et incorporelles

Des hypothèses et des estimations sont faites pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles, celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et le taux d'actualisation à appliquer. Toute modification de ces hypothèses pourrait avoir un effet significatif sur le montant de la valeur recouvrable et pourrait conduire à modifier les pertes de valeur à comptabiliser.

En ce qui concerne les UGT *goodwills* significatives (cf. Note 10.3 «Tests de perte de valeur sur les UGT *goodwill*»), les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- ▶ UGT Energie – Central Western Europe («CWE»)

Les prévisions de flux de trésorerie des activités électriques et gazières sur la zone CWE reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles, du CO₂, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, les perspectives futures des marchés, les prévisions de besoins de nouvelles capacités de production ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique) et de la réglementation tarifaire sur les marchés de l'énergie en Europe. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

- ▶ UGT Distribution (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 4. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond

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



au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2018. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution.

► UGT Global Gaz & GNL

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, ainsi que les perspectives futures des marchés.

► UGT Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les hypothèses clés comprennent notamment les prévisions de réservation de capacité, l'horizon de re-corrélation entre les prix du gaz et du pétrole, les perspectives futures des marchés et en particulier l'évolution de la demande de gaz à moyen terme en Europe, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

1.3.1.3 Estimation des provisions

Les paramètres qui ont une influence significative sur le montant des provisions, et plus particulièrement – mais pas uniquement – celles relatives à la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire et au démantèlement des sites de production nucléaires, de même que celles liées au démantèlement des infrastructures gazières en France, sont,

- outre les hypothèses de coûts (et notamment le scénario retenu pour la gestion du combustible irradié dans les installations de production nucléaire) ;
- le calendrier de leur survenance (et notamment, pour les activités de production nucléaire, les échéanciers des opérations de retraitement du combustible irradié et de démantèlement des sites, de même que, pour les activités d'infrastructures gazières en France, l'échéance de l'arrêt d'exploitation du gaz) ;
- ainsi que le taux d'actualisation appliqué aux flux de trésorerie.

Ces paramètres sont établis sur la base des informations et estimations que la société estime les plus appropriées à ce jour.

La modification de certains paramètres pourrait conduire à une révision significative des provisions comptabilisées. Toutefois, il n'y a aujourd'hui, à la connaissance du Groupe, aucun élément qui indiquerait que les paramètres retenus pris dans leur ensemble ne sont pas appropriés et il n'existe aucune évolution connue qui serait de nature à affecter de manière significative les montants provisionnés.

1.3.1.4 Engagements pour retraite

L'évaluation des engagements pour retraite repose sur des calculs actuariels. Le Groupe estime que les hypothèses retenues pour évaluer les engagements sont appropriées et justifiées. Cependant, toute modification d'hypothèse pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.5 Instruments financiers

Pour évaluer à la juste valeur les instruments financiers non cotés sur un marché, le Groupe doit utiliser des modèles de valorisation qui reposent sur un certain nombre d'hypothèses, dont la modification pourrait avoir un impact significatif.

1.3.1.6 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires réalisé sur les segments de clientèle qui font l'objet d'une relève de compteurs en cours d'exercice comptable, notamment la clientèle alimentée en basse tension (électricité) ou en basse pression (gaz), est estimé à la clôture à partir d'historiques, de statistiques de consommation et d'estimations de prix de vente. Pour les ventes sur des réseaux utilisés par des opérateurs multiples, le Groupe est tributaire de l'allocation des volumes d'énergie transitant sur les réseaux, réalisée par les gestionnaires des réseaux. Les allocations définitives ne sont parfois connues qu'avec plusieurs mois

de retard, il en résulte une marge d'incertitude sur le chiffre d'affaires réalisé. Toutefois, le Groupe a développé des outils de mesure et de modélisation qui permettent d'estimer le chiffre d'affaires avec un degré de fiabilité satisfaisant et de vérifier *a posteriori* que les risques d'erreurs dans l'estimation des quantités vendues et du chiffre d'affaires correspondant peuvent être considérés comme non significatifs. En France, le gaz livré non relevé et non facturé dit «Gaz en compteurs» est déterminé sur la base d'une méthode directe prenant en compte une estimation de la consommation des clients, en fonction de leur dernière facture ou de leur dernière relève non facturée homogène avec l'allocation du gestionnaire de réseau de distribution sur la même période. Il est valorisé au prix moyen de l'énergie. Le prix moyen utilisé tient compte de la catégorie de clientèle et de l'ancienneté du gaz en compteurs. Ces estimations sont sensibles aux hypothèses retenues pour déterminer la quote-part de chiffre d'affaires non facturé à la date de clôture.

1.3.1.7 Evaluation des déficits fiscaux reportables activés

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés au titre des pertes fiscales reportables, lorsqu'il est probable que le Groupe disposera de bénéfices imposables futurs sur lesquels ces pertes fiscales non utilisées pourront être imputées. Cette probabilité de bénéfices imposables futurs est estimée en prenant en considération l'existence de différences temporelles imposables relevant de la même entité fiscale et se reversant sur les mêmes échéances vis-à-vis de la même autorité fiscale, ainsi que les estimations de profits taxables futurs. Ces prévisions de profits taxables et les consommations de reports déficitaires en résultant ont été élaborées à partir des projections de résultat telles que préparées dans le cadre du plan moyen terme, ainsi qu'à partir de projections complémentaires lorsque nécessaire.

1.3.2 Jugement

Outre l'utilisation d'estimations, la direction du Groupe a fait usage de jugement pour définir le traitement comptable adéquat de certaines activités et transactions notamment lorsque les normes et interprétations IFRS en vigueur ne traitent pas de manière précise des problématiques comptables concernées.

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour 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 la détermination des «activités normales», au regard d'IAS 39, des 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.

1.4 Méthodes comptables

1.4.1 Périmètre et méthodes de consolidation

Les méthodes de consolidation utilisées par le Groupe sont l'intégration globale, l'intégration proportionnelle et la mise en équivalence :

- les filiales (sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle exclusif) sont consolidées par intégration globale ;
- les sociétés sur lesquelles le Groupe exerce un contrôle conjoint sont consolidées par intégration proportionnelle, au pourcentage d'intérêt ;



- ▶ la mise en équivalence s'applique à toutes les entreprises associées dans lesquelles le Groupe exerce une influence notable. Selon cette méthode, le Groupe enregistre sur une ligne spécifique du compte de résultat consolidé intitulée «Part dans le résultat des entreprises associées» sa quote-part du résultat net de l'entreprise consolidée par mise en équivalence.

L'évaluation du type de contrôle est réalisée au cas par cas et repose sur une analyse du contrôle, après prise en compte des cas de présomption précisés dans les normes IAS 27, 28 et 31.

Toutes les transactions et positions internes sont éliminées en consolidation.

La liste des principales sociétés consolidées par intégration globale, intégration proportionnelle ou mise en équivalence est présentée dans les Notes aux états financiers.

1.4.2 Méthodes de conversion

1.4.2.1 Monnaie de présentation des comptes consolidés

Les états financiers consolidés du Groupe sont présentés en euro.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle d'une entité est la monnaie de l'environnement économique dans lequel cette entité opère principalement. Dans la majorité des cas, la monnaie fonctionnelle correspond à la monnaie locale. Cependant, dans certaines entités, une monnaie fonctionnelle différente de la monnaie locale peut être retenue dès lors qu'elle reflète la devise des principales transactions et de l'environnement économique de l'entité.

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

Les opérations en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle au cours du jour de la transaction. A chaque arrêté comptable :

- ▶ les actifs et passifs monétaires libellés en monnaies étrangères sont convertis au cours de clôture. Les différences de change en résultant sont comptabilisées dans le résultat de la période ;
- ▶ les actifs et passifs non monétaires libellés en monnaies étrangères sont comptabilisés au cours historique en vigueur à la date de la transaction.

1.4.2.4 Conversion des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro (monnaie de présentation)

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens. Les différences résultant de la conversion des états financiers de ces filiales sont enregistrées en «écarts de conversion» au sein des autres éléments du résultat global.

Les écarts d'acquisition et ajustements de juste valeur provenant de l'acquisition d'une entité étrangère sont considérés comme des actifs et passifs de l'entité étrangère. Ils sont donc exprimés dans la monnaie fonctionnelle de l'entité et sont convertis au taux de clôture.

1.4.3 Regroupements d'entreprises

Les regroupements d'entreprises réalisés avant le 1^{er} janvier 2010 ont été comptabilisés selon la norme IFRS 3 avant révision. Conformément à la norme IFRS 3 révisée, ces regroupements d'entreprises n'ont pas été retraités.

Depuis le 1^{er} janvier 2010, le Groupe applique la méthode dite de l'acquisition telle que décrite dans IFRS 3 révisée. En application de cette méthode, le Groupe comptabilise à la date de prise de contrôle les actifs acquis et passifs repris identifiables à leur juste valeur, ainsi que toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise. Ces participations ne donnant pas le contrôle sont évaluées soit à la juste valeur, soit à la part proportionnelle dans l'actif net identifiable. Le Groupe détermine au cas par cas l'option qu'il souhaite appliquer pour comptabiliser ces participations ne donnant pas le contrôle.

1.4.4 Immobilisations incorporelles

Les immobilisations incorporelles sont comptabilisées au coût diminué du cumul des amortissements et éventuelles pertes de valeur.

1.4.4.1 Goodwills

Détermination des goodwills

L'application au 1^{er} janvier 2010 de la norme IFRS 3 révisée conduit à distinguer les regroupements réalisés avant ou après cette date.

Regroupements réalisés avant le 1^{er} janvier 2010

Les *goodwills* représentent la différence entre le coût du regroupement d'entreprises (prix d'acquisition des titres majoré des coûts annexes directement attribuables à l'acquisition) et la part du Groupe dans la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables de l'entreprise acquise à la date de prise de contrôle (sauf si la prise de contrôle est faite par étapes).

Dans le cas d'une prise de contrôle par achats successifs de titres d'une filiale, le Groupe a déterminé un *goodwill* pour chaque transaction sur la base de la juste valeur des actifs, passifs et passifs éventuels identifiables acquis à chaque date d'échange.

Regroupements réalisés après le 1^{er} janvier 2010

Le *goodwill* est évalué comme étant l'excédent du total de :

- la contrepartie transférée ;
- le montant de toute participation ne donnant pas le contrôle dans l'entreprise acquise, et
- dans un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la juste valeur de la participation précédemment détenue par l'acquéreur dans l'entreprise acquise ;

par rapport au solde net des justes valeurs des actifs acquis et des passifs repris identifiables.

Le montant du *goodwill* reconnu lors de la prise de contrôle ne peut être ajusté après la fin de la période d'évaluation.

Les *goodwills* relatifs aux participations dans les entreprises associées sont inscrits dans la rubrique «Participations dans les entreprises associées».

Evaluation des goodwills

Les *goodwills* ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de pertes de valeur identifiés. Ces *goodwills* sont testés au niveau d'Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) ou de regroupements d'UGT qui constituent des ensembles homogènes générant conjointement des flux de trésorerie largement indépendants des flux de trésorerie générés par les autres UGT.

Les modalités de réalisation de ces tests de perte de valeur sont présentées dans le paragraphe 1.4.8 «Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles».

Les pertes de valeur relatives à des *goodwills* ne sont pas réversibles et sont présentées sur la ligne «Pertes de valeur sur actifs» du compte de résultat.

1.4.4.2 Autres immobilisations incorporelles

Frais de développement

Les frais de recherche sont comptabilisés en charges dans l'exercice au cours duquel ils sont encourus.

Les frais de développement sont comptabilisés à l'actif dès lors que les critères de reconnaissance d'un actif tels qu'édictés par IAS 38 sont remplis. Dans ce cas, l'immobilisation incorporelle provenant du développement est amortie sur sa durée d'utilité. Compte tenu des activités du Groupe, les montants comptabilisés en tant que frais de développement à l'actif de l'état de situation financière sont peu significatifs.

Autres immobilisations incorporelles acquises ou produites

Les autres immobilisations incorporelles comprennent notamment :

- ▶ des sommes versées ou à verser en contrepartie de droits attachés à la qualité de concessionnaire ou d'exploitant d'équipements publics ;

- ▶ des portefeuilles clients acquis lors de regroupements d'entreprises ;
- ▶ des droits à capacité sur des centrales ; le Groupe a participé au financement de la construction de certaines centrales nucléaires opérée par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans ;
- ▶ des droits de tirage d'eaux de surface et souterraine qui ne sont pas amortis, leur attribution n'étant assortie d'aucune limitation de durée ;
- ▶ des actifs de concessions ;
- ▶ la marque GDF Gaz de France et des contrats d'approvisionnement de gaz acquis dans le cadre du regroupement d'entreprises avec Gaz de France en 2008.

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

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Infrastructure concessions	10	65
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, droits d'eau...), dont la durée d'utilité est indéfinie, ne sont pas amorties.

1.4.5 Immobilisations corporelles

1.4.5.1 Immobilisations corporelles – évaluation initiale et évaluation postérieure

Les immobilisations corporelles sont comptabilisées à leur coût historique d'acquisition, de production ou d'entrée dans le Groupe, sous déduction des amortissements cumulés et des pertes de valeur constatées.

La valeur comptable des immobilisations corporelles ne fait l'objet d'aucune réévaluation, le Groupe n'ayant pas choisi la méthode alternative permettant de réévaluer de façon régulière une ou plusieurs catégories d'immobilisations corporelles.

Les subventions pour investissements sont portées en déduction de la valeur brute des immobilisations au titre desquelles elles ont été reçues.

En application d'IAS 16, le coût de l'actif comprend, lors de sa comptabilisation initiale, les coûts de démantèlement et de remise en état de site dès lors qu'il existe à la date d'entrée une obligation actuelle, légale ou implicite de démanteler ou de restaurer le site. Une provision est alors constatée en contrepartie d'un composant de l'actif au titre du démantèlement.

Les immobilisations corporelles financées au moyen de contrats de location-financement sont présentées à l'actif pour la valeur de marché ou la valeur actualisée des paiements futurs si elle est inférieure. La dette correspondante est inscrite en dettes financières. Ces immobilisations sont également amorties selon le mode d'amortissement et les durées d'utilité décrits ci-dessous.

Le Groupe applique IAS 23 qui consiste à incorporer dans le coût de l'actif correspondant les coûts d'emprunts encourus pendant la période de construction de l'actif qualifié.

Gaz coussin

Le gaz «coussin», injecté dans les réservoirs souterrains, est indispensable au fonctionnement des stockages souterrains et indissociable de ces installations. C'est pourquoi, à la différence du gaz «utile» comptabilisé en stock, il est enregistré en immobilisations. Il est valorisé au coût d'achat moyen majoré des coûts de regazéification, de transport et d'injection.

1.4.5.2 Amortissement

En application de l'approche par composants, le Groupe utilise des durées d'amortissement différenciées pour chacun des composants significatifs d'un même actif immobilisé dès lors que l'un de ces composants a une durée d'utilité différente de l'immobilisation principale à laquelle il se rapporte.



Les amortissements sont calculés essentiellement sur base du mode linéaire sur les durées normales d'utilité suivantes :

En nombre d'années	Durée d'utilité	
	Minimum	Maximum
Installations techniques		
• Energie		
Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60*
Installation - Maintenance	3	10
Aménagements hydrauliques	20	65
• Environnement	2	70
Autres immobilisations corporelles	2	33

* Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et stockage. Conformément à la loi du 31 janvier 2003 adoptée par la Chambre des Représentants de Belgique, relative à «la sortie progressive de l'énergie nucléaire à des fins de production industrielle d'électricité», les centrales nucléaires sont amorties sur 40 ans de manière prospective depuis l'exercice 2003.

Concernant les droits d'exploitation hydraulique, les aménagements sont amortis sur la durée la plus courte entre le contrat d'exploitation et la durée d'utilité des biens en tenant compte du renouvellement des contrats si ce dernier est estimé raisonnablement certain par le Groupe.

1.4.6 Actifs d'exploration et de production des ressources minérales

Le Groupe applique la norme IFRS 6 - Prospection et évaluation de ressources minérales.

Les dépenses d'études géologiques et géophysiques sont enregistrées en charges dans l'exercice au cours duquel elles sont exposées.

Les coûts d'exploration (autres que les dépenses d'études géologiques ou géophysiques) sont temporairement immobilisés dans l'attente de déterminer la faisabilité technique et la viabilité commerciale des réserves. Ce coût des forages d'exploration est temporairement immobilisé quand les deux conditions suivantes sont réunies :

- ▶ le puits a mis en évidence un volume suffisant de réserves pour justifier, le cas échéant, sa complétion en tant que puits producteur en supposant que les investissements nécessaires à la production soient effectués ;
- ▶ le Groupe enregistre des progrès suffisants dans la détermination des réserves et de la viabilité technique et économique du projet. Ces progrès sont évalués sur la base de critères tels que des travaux d'exploration additionnels (puits, travaux sismiques ou études significatives) en cours de réalisation ou inscrits dans un programme ferme, la réalisation de dépenses d'études de développement et en tenant compte du fait que le Groupe puisse être dans l'attente d'autorisations d'un gouvernement ou d'un tiers sur un projet proposé ou de disponibilité de capacité de transport ou de traitement sur une installation existante.

Selon cette méthode dite des «*successful efforts*», à l'issue du programme d'exploration, lorsque le puits d'exploration a permis de confirmer avec certitude l'existence de réserves commercialisables, ces montants sont inscrits en immobilisations corporelles et amortis

sur la durée de production des réserves ; dans le cas contraire, ils sont comptabilisés en charges.

Le calcul d'amortissement débute à partir de la mise en production des champs.

Les immobilisations de production, y compris les coûts de remise en état des sites, sont amorties selon la méthode à l'unité de production (UOP – «*unit of production method*») au rythme de l'épuisement du champ (déplétion) sur la base des réserves prouvées développées.

1.4.7 Concessions

L'interprétation SIC 29 – Accords de concession de services – Informations à fournir, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes, tandis que IFRIC 12 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession par le concessionnaire.

Ces interprétations précisent les caractéristiques communes aux contrats de concession :

- ▶ la fourniture d'un service public et la gestion de l'infrastructure associée avec des obligations plus ou moins étendues d'extension et de renouvellement ;
- ▶ le concédant a l'obligation d'assurer le service public qui fait l'objet de la concession (critère déterminant) ;
- ▶ le concessionnaire est le responsable de l'exploitation et non un simple agent agissant sur ordre ;
- ▶ le prix et les conditions (régulation) de révision de prix sont fixés à l'origine du contrat.

Pour qu'un contrat de concession soit inclus dans le périmètre de l'interprétation IFRIC 12, l'utilisation de l'infrastructure doit être contrôlée par le concédant. Le contrôle de l'utilisation de l'infrastructure par le concédant est assuré quand les deux conditions suivantes sont remplies :

- ▶ le concédant contrôle ou régule le service public, c'est-à-dire qu'il contrôle ou régule les services qui doivent être rendus grâce à l'infrastructure objet de la concession et détermine à qui et à quel prix ils doivent être rendus ; et
- ▶ le concédant contrôle l'infrastructure, c'est-à-dire a le droit de reprendre l'infrastructure en fin de contrat.

En application d'IFRIC 12, les droits du concessionnaire sur les infrastructures des contrats de concession sont comptabilisés selon la nature du débiteur. Ainsi :

- ▶ le modèle «actif incorporel» est applicable lorsque le concessionnaire reçoit un droit à facturer les usagers du service public ; et que le concessionnaire est payé en substance par l'usager ;

- ▶ le modèle «actif financier» est applicable quand le concessionnaire obtient un droit inconditionnel à recevoir de la trésorerie ou un autre actif financier, soit directement de la part du concédant soit indirectement par l'intermédiaire des garanties données par le concédant sur le montant des encaissements de la part des usagers du service public (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti contractuellement), c'est-à-dire est payé en substance par le concédant.

Le terme «en substance» signifie que l'identité du payeur n'est pas en soit le critère déterminant mais qu'en fait, il convient de déterminer qui est le véritable débiteur final.

Ainsi, dans le cas où la collectivité paye le Groupe mais n'est en fait qu'un simple intermédiaire collecteur de tarifs et ne donne pas de garantie sur les montants qui seront versés (accord de simple «*pass through*»), il convient de considérer qu'en substance, les usagers payent et que le modèle «actif incorporel» doit être retenu.

En revanche, dans le cas où les usagers payent le Groupe mais où, en fait, la collectivité garantit les montants qui seront versés pendant la durée du contrat (*via*, par exemple, un Taux de Rendement Interne garanti), il convient de considérer qu'en substance, c'est la collectivité qui paye et que c'est le modèle «actif financier» qui doit être retenu. En pratique, le modèle financier concerne principalement les contrats BOT («*Build Operate Transfer*») signés avec des collectivités et relatifs à des services publics (assainissement d'eau, incinération d'ordures ménagères).

En application de ces principes :

- ▶ les immobilisations reçues à titre gratuit du concédant ne sont pas inscrites dans l'état de situation financière ;
- ▶ les investissements de premier établissement sont comptabilisés de la façon suivante :
 - en cas d'application du modèle «actif incorporel», la juste valeur des travaux représente le coût d'acquisition de l'actif incorporel qui est comptabilisé au moment de la construction des ouvrages s'il est prévu que les travaux génèrent des avantages économiques futurs (par exemple extension de réseau). Dans le cas contraire, la valeur actualisée des engagements de travaux est comptabilisée *ab initio* en contrepartie d'une dette de concession,
 - en cas d'application du modèle «actif financier», la créance sur le concédant est comptabilisée au moment de la construction des ouvrages à la juste valeur des travaux,
 - lorsque seule une part de l'investissement fait l'objet d'un engagement de paiement de la part du concédant, cette part est comptabilisée en actif financier à hauteur du montant garanti par le concédant et en immobilisation incorporelle pour le solde selon un modèle qualifié de mixte.

Les dépenses de renouvellement correspondent à des obligations prévues aux contrats dont les modalités peuvent différer (obligation de remise en état contractuelle, plan de renouvellement contractuel, compte de suivi contractuel...).

Elles sont comptabilisées soit à l'actif de l'état de situation financière en tant qu'actif incorporel ou actif financier suivant le modèle applicable au contrat si elles génèrent des avantages économiques futurs (renouvellement améliorant), soit en charges dans le cas inverse (renouvellement à l'identique).

Les dépenses de renouvellement à l'identique font l'objet de la comptabilisation d'un actif ou d'un passif de renouvellement lorsque, à une date donnée, il existe un décalage temporel entre l'engagement contractuel et sa réalisation.

Les montants sont calculés par contrat en fonction des obligations de chaque contrat.

Autres concessions

Certaines infrastructures de concession ne répondant pas aux critères d'IFRIC 12 restent classées en tant qu'immobilisations corporelles.

Cette analyse s'applique au cas particulier de la distribution de gaz en France. En effet, les actifs concernés ont été comptabilisés selon IAS 16 dans la mesure où GrDF exploite son réseau sous un régime de concessions à long terme qui sont pour la quasi-totalité obligatoirement renouvelées à l'échéance conformément à la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

1.4.8 Perte de valeur des immobilisations corporelles et incorporelles

Conformément à IAS 36, lorsque des événements ou modifications d'environnement de marché ou des éléments internes indiquent un risque de perte de valeur des immobilisations incorporelles ou corporelles, celles-ci font l'objet d'un test de perte de valeur. Dans le cas des immobilisations incorporelles non amorties, les tests de perte de valeur sont réalisés annuellement.

Indices de perte de valeur

Ce test de perte de valeur n'est effectué pour les immobilisations corporelles et incorporelles à durée d'utilité définie que lorsqu'il existe des indices révélant une altération de leur valeur. Celle-ci provient en général de changements importants dans l'environnement de l'exploitation des actifs ou d'une performance économique inférieure à celle attendue.

Les principaux indices de perte de valeur retenus par le Groupe sont :

- ▶ au titre des indices externes :
 - changements importants intervenus dans l'environnement économique, technologique, politique ou du marché sur lequel l'entreprise opère ou auquel l'actif est dévolu,
 - baisse de la demande,
 - évolution du cours des énergies et du dollar,
 - excédent de la valeur nette comptable d'actif par rapport à la base d'actifs régulés ;
- ▶ au titre des indices internes :
 - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
 - performance inférieure aux prévisions,
 - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

Ces immobilisations corporelles ou incorporelles sont testées au niveau du regroupement d'actifs pertinent (actif isolé ou Unité Génératrice de Trésorerie) déterminé conformément aux prescriptions d'IAS 36. Dans le cas où le montant recouvrable est inférieur à la valeur nette comptable, une perte de valeur est comptabilisée pour la différence entre ces deux montants. La comptabilisation d'une perte de valeur entraîne une révision de la base amortissable et éventuellement du plan d'amortissement des immobilisations concernées.

Les pertes de valeur relatives aux immobilisations corporelles ou incorporelles peuvent être reprises ultérieurement si la valeur recouvrable redevient plus élevée que la valeur nette comptable. La valeur de l'actif après reprise de la perte de valeur est plafonnée à la valeur comptable qui aurait été déterminée nette des amortissements si aucune perte de valeur n'avait été comptabilisée au cours des exercices antérieurs.



Evaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des Unités Génératrices de Trésorerie (UGT) dont on pourra comparer les valeurs comptables et les valeurs recouvrables.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles le Groupe s'inscrit dans une logique de continuité d'exploitation et de détention durable, la valeur recouvrable d'une UGT correspond à la valeur d'utilité ou à la juste valeur diminuée des coûts de sortie lorsque celle-ci est plus élevée. Les valeurs d'utilité sont essentiellement déterminées à partir de projections actualisées de flux de trésorerie d'exploitation et d'une valeur terminale. Des méthodes usuelles d'évaluation sont mises en œuvre pour lesquelles les principales données économiques retenues sont :

- ▶ des taux d'actualisation qui sont fonction des particularités des entités opérationnelles concernées ;
- ▶ des valeurs terminales cohérentes avec les données de marché disponibles propres aux segments opérationnels concernés et des taux de croissance liés aux valeurs terminales n'excédant pas les taux d'inflation.

Ces taux d'actualisation sont des taux après impôts appliqués à des flux de trésorerie après impôts. Leur utilisation aboutit à la détermination de valeurs recouvrables identiques à celles obtenues en utilisant des taux avant impôt à des flux de trésorerie non fiscalisés, comme demandé par la norme IAS 36.

En ce qui concerne les entités opérationnelles pour lesquelles une décision de cession est prise par le Groupe, la valeur comptable des actifs concernés est ramenée à leur valeur de marché estimée nette des coûts de cession. Dans le cas où des négociations sont en cours, celle-ci est déterminée par référence à la meilleure estimation pouvant être faite, à la date de clôture, de leur issue.

En cas de perte de valeur, celle-ci est inscrite sur la ligne «Perte de valeur sur actifs» du compte de résultat.

1.4.9 Contrats de location

Dans le cadre de ses différentes activités, le Groupe utilise des actifs mis à sa disposition en vertu de contrats de location.

Ces contrats de location font l'objet d'une analyse au regard des situations décrites et indicateurs fournis dans IAS 17 afin de déterminer s'il s'agit de contrats de location simple ou de contrats de location-financement.

Les contrats de location-financement sont des contrats qui transfèrent la quasi-totalité des risques et avantages de l'actif considéré au preneur. Tous les contrats de location qui ne correspondent pas à la définition d'un contrat de location-financement sont classés en tant que contrats de location simple.

Les principaux indicateurs examinés par le Groupe afin d'apprécier si un contrat de location transfère la quasi-totalité des risques et avantages sont les suivants : existence d'une clause de transfert automatique ou d'option de transfert de propriété, conditions d'exercice de cette clause, comparaison entre la durée du contrat et la durée de vie estimée du bien, spécificité de l'actif utilisé, et comparaison de la valeur actualisée des paiements futurs au titre du contrat avec la juste valeur du bien.

1.4.9.1 Comptabilisation des contrats de location-financement

Lors de la comptabilisation initiale, les actifs utilisés dans le cadre de contrats de location-financement sont comptabilisés en immobilisations corporelles avec pour contrepartie une dette financière. L'actif est comptabilisé à la juste valeur de l'actif loué à la date de commencement du contrat ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux.

1.4.9.2 Comptabilisation des contrats de location simple

Les paiements effectués au titre de contrats de location simple sont comptabilisés en charges dans le compte de résultat sur une base linéaire sur la durée du contrat de location.

1.4.9.3 Comptabilisation des accords qui contiennent des contrats de location

IFRIC 4 traite des modalités d'identification des contrats de service, d'achat ou de vente «take-or-pay» qui, sans revêtir une forme juridique de contrat de location, confèrent aux clients/fournisseurs le droit d'utilisation d'un actif ou ensemble d'actifs en contrepartie de paiements fixes. Les contrats ainsi identifiés doivent être assimilés à des contrats de location et doivent être analysés en tant que tels pour être qualifiés soit de contrat de location simple soit de contrat de location-financement. Dans ce dernier cas, il convient de constater une créance financière pour refléter le financement porté par le Groupe lorsqu'il est considéré comme crédit-bailleur vis-à-vis de ses clients.

Le Groupe est concerné par cette interprétation principalement au titre de :

- ▶ certains de ses contrats d'achat/vente d'énergie, notamment dès lors qu'ils confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie ;
- ▶ certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

1.4.10 Stocks

Les stocks sont évalués au plus faible de leur coût et de la valeur nette de réalisation. La valeur nette de réalisation correspond au prix de vente estimé dans le cours normal de l'activité, diminué des coûts attendus pour l'achèvement ou la réalisation de la vente.

Le coût des stocks est déterminé en utilisant soit la méthode du premier entré – premier sorti, soit en utilisant la méthode du coût moyen pondéré.

Le combustible nucléaire acquis est consommé dans le cadre du processus de production d'électricité sur plusieurs années. La consommation de ce stock de combustible nucléaire est constatée au prorata des estimations de quantité d'électricité produite par unité de combustible.

Stock de gaz

Le gaz injecté dans les réservoirs souterrains comprend le gaz «utile», soutirable sans avoir de conséquences préjudiciables à l'exploitation ultérieure des réservoirs et le gaz «coussin», indissociable des stockages souterrains et indispensable à leur fonctionnement (se reporter au § 1.4.5).

Le gaz «utile» est comptabilisé en stocks. Il est valorisé au coût moyen pondéré d'achat en entrée de réseau de transport, y compris le coût de regazéification, toutes origines confondues.

Les sorties de stocks du Groupe sont évaluées selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré (CUMP).

Une perte de valeur est enregistrée lorsque la valeur nette de réalisation est inférieure au coût moyen pondéré.

Quotas d'émission de gaz à effet de serre

Dans le cadre de la directive européenne 2003/87/CE établissant un système d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre (GES) dans l'Union européenne, des quotas d'émission de GES ont été alloués à titre gratuit à plusieurs sites industriels du Groupe. Les sites visés sont tenus de restituer un nombre de quotas égal au total des émissions des gaz à effet de serre constatées lors de l'année écoulée. Afin de couvrir un éventuel déficit de quotas, le Groupe peut être amené à acheter des quotas sur les marchés d'échange de droits à polluer.

En l'absence de principes IFRS spécifiques définissant le traitement comptable à adopter, le Groupe a décidé d'appliquer les principes suivants concernant les problématiques comptables relatives aux quotas de GES :

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

A la clôture, en cas d'insuffisance de quotas pour couvrir les émissions de GES de l'exercice, le Groupe constitue un passif. Ce passif est évalué sur la base du prix de marché à la clôture des quotas restant à acquérir.

1.4.11 Instruments financiers

Les instruments financiers sont comptabilisés et évalués conformément à IAS 32 et IAS 39.

1.4.11.1 Actifs financiers

Ils comprennent les titres disponibles à la vente, les prêts et créances au coût amorti, y compris les créances clients et comptes rattachés et les actifs financiers évalués en juste valeur par résultat, dont les instruments financiers dérivés. Les actifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre actifs non courants et courants.

Titres disponibles à la vente

La catégorie « Titres disponibles à la vente » comprend les participations du Groupe dans des sociétés non consolidées et les titres de capitaux propres ou de dettes ne satisfaisant pas aux critères de classement dans les autres catégories (voir infra). Le coût de revient est déterminé selon la méthode du coût unitaire moyen pondéré.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces actifs sont comptabilisés à leur juste valeur, c'est-à-dire généralement à leur coût d'acquisition majoré des coûts de transaction.

Aux dates de clôture, les titres disponibles à la vente sont évalués à leur juste valeur. Pour les actions de sociétés cotées, cette juste valeur est déterminée sur la base du cours de Bourse à la date de clôture considérée. Pour les titres non cotés, la juste valeur est évaluée à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation de dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net. Les variations de juste valeur sont comptabilisées directement en autres éléments du résultat global sauf lorsque la baisse de valeur par rapport au coût d'acquisition historique est jugée suffisamment significative ou prolongée pour impliquer une perte de valeur le cas échéant. Dans ce dernier cas, une perte de valeur est comptabilisée en résultat sur la ligne « Pertes de valeur sur actifs ». Seules les pertes de valeur sur des instruments de dettes (titres de dette/obligations) peuvent être reprises par résultat.

Prêts et créances au coût amorti

La catégorie « Prêts et créances au coût amorti » comprend principalement les créances rattachées à des participations, des avances en compte courant consenties à des entités associées ou non consolidées, des dépôts de garantie ainsi que les créances clients et autres débiteurs.

Lors de leur comptabilisation initiale, ces prêts et créances sont comptabilisés à leur juste valeur majorée des coûts de transaction. A chaque date de clôture, ces actifs sont évalués au coût amorti en appliquant la méthode dite du taux d'intérêt effectif.

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients et autres débiteurs sont comptabilisées à leur juste valeur, ce qui dans la plupart des cas correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non-recouvrement. Les montants dus par les clients au titre des contrats de construction sont repris dans cette rubrique.

Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

Ces actifs financiers répondent aux critères d'IAS 39 de qualification ou de désignation.

Il s'agit essentiellement de titres détenus à des fins de transaction et de placement à court terme ne satisfaisant pas aux critères de classement en trésorerie ou équivalents de trésorerie (se reporter au § 1.4.12). Ces actifs financiers sont évalués à la juste valeur à la date de clôture et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.

1.4.11.2 Passifs financiers

Les passifs financiers comprennent les dettes financières, les dettes fournisseurs et comptes associés, les instruments financiers dérivés ainsi que les autres passifs financiers.

Les passifs financiers sont ventilés dans l'état de situation financière entre passifs non courants et courants. Les passifs financiers courants comprennent principalement :

- ▶ les passifs financiers dont l'échéance intervient dans les 12 mois suivant la date de clôture ;
- ▶ les passifs financiers pour lesquels le Groupe ne dispose pas d'un droit inconditionnel de différer le règlement pour au moins 12 mois à compter de la date de clôture ;
- ▶ les passifs financiers détenus principalement en vue d'être négociés ;
- ▶ les instruments financiers dérivés qualifiés de couverture de juste valeur dont le sous-jacent est classé en courant ;
- ▶ les instruments financiers dérivés de négoce sur matières premières non qualifiés de couverture.

Evaluation des dettes financières et autres passifs financiers

Les emprunts et autres passifs financiers sont évalués selon la méthode du coût amorti en utilisant le taux d'intérêt effectif de l'emprunt.

Lors de leur comptabilisation initiale, les primes/décotes d'émission, primes/décotes de remboursement et frais d'émission sont comptabilisés en augmentation ou diminution de la valeur nominale des emprunts concernés. Ces primes et frais d'émission sont pris en compte dans le calcul du taux d'intérêt effectif et sont donc constatés en résultat de façon actuarielle sur la durée de vie de l'emprunt.

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit « incorporé ». Les conditions selon lesquelles les dérivés incorporés doivent être comptabilisés séparément sont précisées ci-après. En cas de séparation d'un dérivé incorporé, la valeur comptable initiale de la dette structurée est ventilée en une composante « dérivé incorporé », à hauteur de la juste valeur de l'instrument dérivé incorporé, et une composante « passif financier » déterminée par différence entre le montant de l'émission et la juste valeur du dérivé incorporé. Cette séparation des composantes de l'instrument lors de la comptabilisation initiale ne donne lieu à la comptabilisation d'aucun profit ni perte.

Ultérieurement, la dette est comptabilisée au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif tandis que le dérivé est évalué à la juste valeur, et les variations de juste valeur sont comptabilisées en résultat.



Engagements d'achat de participations ne donnant pas le contrôle

Les autres passifs financiers comprennent notamment les *puts* sur participations ne donnant pas le contrôle consentis par le Groupe.

Puts sur participations ne donnant pas le contrôle émis avant le 1^{er} janvier 2010

En l'absence de précisions dans les textes IFRS, et au vu des recommandations de l'AMF pour la clôture 2009, le Groupe a décidé de conserver ses méthodes comptables antérieures pour les instruments comptabilisés avant le 1^{er} janvier 2010 :

- ▶ à la mise en place du *put*, la valeur actualisée du prix d'exercice est comptabilisée en tant que passif financier avec pour contrepartie une réduction des participations ne donnant pas le contrôle. Lorsque la valeur de l'engagement excède le montant des participations ne donnant pas le contrôle, le solde est comptabilisé en *goodwill* ;
- ▶ à chaque clôture, le montant du passif financier est réévalué et les variations de passif trouvent leur contrepartie en *goodwill* ;
- ▶ les versements de dividendes aux participations ne donnant pas le contrôle se traduisent par une augmentation du *goodwill* ;
- ▶ au compte de résultat, les participations ne donnant pas le contrôle se voient affecter leur quote-part de résultat. Dans l'état de situation financière la quote-part de profit allouée aux participations ne donnant pas le contrôle réduit le montant du *goodwill*. Aucune charge financière n'est comptabilisée au titre des variations de valeur du passif qui trouvent toutes leurs contreparties en *goodwill*.

1.4.11.3 Dérivés et comptabilité de couverture

Le Groupe utilise des instruments financiers dérivés pour gérer et réduire son exposition aux risques de marché provenant de la fluctuation des taux d'intérêt, des cours de change et des prix des matières premières, en particulier sur les marchés du gaz et de l'électricité. Le recours à des produits dérivés s'exerce dans le cadre d'une politique Groupe en matière de gestion des risques de taux, change et matières premières.

Définition et périmètre des instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés sont des contrats, dont la valeur est affectée par la variation d'un ou plusieurs paramètres observables, qui ne requièrent pas d'investissement significatif et prévoient un règlement à une date future.

Les instruments financiers dérivés couvrent ainsi les contrats de type *swaps*, options, *futures*, *swaptions*, mais également les engagements d'achat ou vente à terme de titres cotés ou non cotés ainsi que certains engagements fermes ou optionnels d'achat ou vente d'actifs non financiers donnant lieu à livraison physique du sous-jacent.

Concernant plus particulièrement les contrats d'achat et de vente d'électricité et de gaz naturel, le Groupe conduit systématiquement une analyse visant à déterminer si le contrat a été négocié dans le cadre de ses activités dites « normales » et doit ainsi être exclu du champ d'application de la norme IAS 39. Cette analyse consiste en premier lieu à démontrer que le contrat est mis en place et continue à être détenu afin de donner lieu à un achat ou une vente avec livraison physique, pour des volumes destinés à être utilisés ou vendus par le Groupe selon une échéance raisonnable, dans le cadre de son exploitation.

En complément, il convient de démontrer que :

- ▶ le Groupe n'a pas de pratique de règlement net au titre de contrats de même nature. En particulier, les opérations d'achat ou vente à terme avec livraison physique réalisées dans un strict but d'équilibrage en volumes des balances d'énergie du Groupe ne

sont pas considérées par le Groupe comme constitutives d'une pratique de règlement net ;

- ▶ le contrat n'est pas négocié dans le cadre d'arbitrages de nature financière ;
- ▶ ces contrats ne sont pas assimilables à des ventes d'options. En particulier, dans le cas des ventes d'électricité et de gaz offrant à la contrepartie une flexibilité sur les volumes vendus, le Groupe opère la distinction entre les contrats de vente assimilables à des ventes de capacités – considérés comme entrant dans le cadre de l'activité usuelle du Groupe – et les contrats de vente assimilables à des ventes d'options financières, qui seront comptabilisés comme des instruments financiers dérivés.

Seuls les contrats respectant l'intégralité de ces conditions sont considérés comme exclus du champ d'application d'IAS 39. Cette analyse donne lieu à la constitution d'une documentation spécifique.

Dérivés incorporés

Un dérivé incorporé est une composante d'un contrat dit « hôte » qui répond à la définition d'un instrument dérivé et dont les caractéristiques économiques ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte.

Au niveau du Groupe, les principaux contrats susceptibles de contenir des dérivés dits incorporés sont les contrats contenant des clauses ou options pouvant affecter le prix, le volume ou la maturité du contrat. Il s'agit en particulier des contrats d'achat ou de vente d'actifs non financiers dont le prix est susceptible d'être révisé en fonction d'un index, du cours d'une monnaie étrangère ou du prix d'un autre actif que celui sous-jacent au contrat.

Les dérivés incorporés font l'objet d'une comptabilisation séparée dès lors :

- ▶ que le contrat hôte n'est pas un instrument financier déjà comptabilisé à sa juste valeur avec variation de juste valeur en résultat ;
- ▶ que séparé du contrat hôte, la composante répond encore à la définition d'un produit dérivé (existence d'un sous-jacent, absence de règlement initial et règlement futur) ;
- ▶ et que les caractéristiques du dérivé identifié ne sont pas étroitement liées à celles du contrat hôte. L'analyse de ce caractère « étroitement lié » est effectuée à la date de signature du contrat.

Lorsqu'un dérivé incorporé à un contrat hôte est séparé, il est évalué dans l'état de situation financière à la juste valeur et les variations de juste valeur sont enregistrées en résultat (lorsque le dérivé incorporé n'est pas documenté dans une relation de couverture).

Instruments dérivés de couverture : comptabilisation et présentation

Les instruments financiers dérivés qualifiés d'instruments de couverture sont systématiquement comptabilisés dans l'état de situation financière à leur juste valeur. Néanmoins, leur mode de comptabilisation varie selon qu'ils sont qualifiés de :

- ▶ couverture de juste valeur d'un actif ou passif ;
- ▶ couverture de flux de trésorerie ;
- ▶ couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère.

Couverture de juste valeur

Une couverture de juste valeur permet de se prémunir contre le risque provenant des variations de juste valeur d'actifs, de passifs, tels que prêts et emprunts à taux fixe ou d'actifs, de passifs ou d'engagements fermes en devises étrangères.

Les variations de juste valeur de l'instrument de couverture sont enregistrées en résultat de la période. De manière symétrique, l'élément couvert est réévalué au titre du risque couvert par le résultat de la période même si l'élément couvert est normalement dans une catégorie dans laquelle les variations de juste valeur sont comptabilisées en autres éléments du résultat global. Ces deux réévaluations se compensent au sein du compte de résultat, au montant près de la part inefficace de la couverture.

Couverture de flux de trésorerie

Il s'agit de la couverture d'une exposition provenant du risque de variation future d'un ou plusieurs flux de trésorerie affectant le résultat consolidé. Les flux de trésorerie couverts peuvent provenir de contrats sur actifs financiers ou non financiers déjà traduits dans l'état de situation financière, ou de transactions futures non encore traduites dans l'état de situation financière, dès lors que ces transactions présentent un caractère hautement probable.

Les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace et en résultat de la période pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres doivent être reclassés en résultat dans la même rubrique que l'élément couvert – à savoir résultat opérationnel courant pour les couvertures de flux d'exploitation et résultat financier pour les autres couvertures – pendant les mêmes périodes au cours desquelles le flux de trésorerie couvert affecte le résultat.

Si la relation de couverture est interrompue, notamment parce qu'elle n'est plus considérée comme efficace, les gains ou pertes accumulés au titre de l'instrument dérivé sont maintenus en capitaux propres jusqu'à l'échéance de la transaction couverte, sauf si l'entité s'attend à ce que la transaction prévue ne se réalise pas : les gains et pertes comptabilisés en capitaux propres sont alors reclassés immédiatement au compte de résultat.

Couverture d'un investissement net réalisé dans une entité étrangère

De façon similaire à la couverture de flux de trésorerie, les variations de juste valeur de l'instrument financier dérivé sont comptabilisées nettes d'impôt en autres éléments du résultat global pour la part efficace attribuable au risque de change couvert et en résultat pour la part inefficace. Les gains ou pertes accumulés en capitaux propres sont repris en résultat à la date de liquidation ou de cession de l'investissement net.

Identification et documentation des relations de couverture

Le Groupe identifie l'instrument financier de couverture et l'élément couvert dès la mise en place de la couverture et documente formellement la relation de couverture en identifiant la stratégie de couverture, le risque couvert et la méthode utilisée pour évaluer l'efficacité de la couverture. Seuls les instruments dérivés négociés avec des contreparties externes au Groupe sont considérés comme éligibles à la comptabilité de couverture.

Dès l'initiation et de manière continue durant tous les exercices pour lesquels la couverture a été désignée, le Groupe démontre et documente l'efficacité de la relation de couverture. Les couvertures sont considérées comme efficaces lorsque la compensation des variations de juste valeur ou de flux de trésorerie entre élément de couverture et élément couvert se situe dans une fourchette comprise entre 80 et 125%.

La démonstration de l'efficacité des couvertures est conduite de façon prospective et rétrospective. Elle est établie par recours à différentes méthodologies, principalement fondées sur la comparaison entre variations de juste valeur ou de flux de trésorerie sur l'élément couvert et sur l'instrument de couverture. Le Groupe retient également les méthodes fondées sur les analyses de corrélation statistique entre historiques de prix.

Dérivés non qualifiés de couverture : comptabilisation et présentation

Il s'agit notamment des instruments financiers dérivés correspondant à des couvertures économiques mais qui n'ont pas été ou ne sont plus documentés dans des relations de couverture comptable.

Lorsqu'un instrument financier dérivé n'a pas été (ou n'est plus) qualifié de couverture, ses variations de juste valeur successives sont comptabilisées directement en résultat de la période, au sein d'une rubrique spécifique «*Mark-to-Market*» ou «*MtM* sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers, et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.

Les instruments financiers dérivés non qualifiés de couverture sont présentés dans l'état de situation financière en courant pour les instruments de négoce pour compte propre sur matière première et pour les dérivés à échéance de moins de 12 mois, et en non courant pour les autres.

Evaluation de la juste valeur

La juste valeur des instruments cotés sur un marché actif est déterminée par référence à leur cotation. Dans ce cas, ces instruments sont présentés en niveau 1 d'évaluation de juste valeur.

La juste valeur des instruments financiers non cotés pour lesquels il existe des données observables sur un marché est déterminée en utilisant des techniques d'évaluation telles que les modèles d'évaluation retenus pour les options ou en utilisant la méthode des flux de trésorerie actualisés.

Les modèles utilisés pour évaluer ces instruments intègrent des hypothèses basées sur des données du marché :

- ▶ la juste valeur des *swaps* de taux d'intérêt est calculée sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés ;
- ▶ la juste valeur des contrats de change à terme et des *swaps* de devises est calculée par référence aux cours actuels pour des contrats ayant des profils de maturité similaires en actualisant le différentiel de flux futurs de trésorerie (différence entre le cours à terme du contrat et le cours à terme recalculé en fonction des nouvelles conditions de marché appliquées au montant nominal) ;
- ▶ la juste valeur des options de change ou de taux est déterminée à partir de modèles de valorisation d'options ;
- ▶ les contrats dérivés de matières premières sont valorisés en fonction des cotations du marché sur la base des flux de trésorerie futurs actualisés (contrats fermes : *commodity swap* ou *commodity forward*) et de modèles de valorisation d'options (contrats optionnels) pour lesquels il peut être nécessaire d'observer la volatilité des prix du marché. Pour les contrats dont la maturité excède la profondeur des transactions pour lesquelles les prix sont observables ou qui sont particulièrement complexes, les valorisations peuvent s'appuyer sur des hypothèses internes ;
- ▶ dans le cas de contrats complexes négociés avec des établissements financiers indépendants, le Groupe utilise exceptionnellement des évaluations effectuées par les contreparties.

Ces instruments sont présentés en niveau 2 d'évaluation de juste valeur, sauf dans le cas où leur évaluation dépend significativement de paramètres non observables. Dans ce dernier cas ils sont présentés en niveau 3 d'évaluation de juste valeur. Il s'agit le plus souvent d'instruments financiers dérivés dont la maturité excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou dont certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.



1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

Les découverts sont exclus de la notion de trésorerie et équivalents de trésorerie et sont comptabilisés en tant que dettes financières courantes.

1.4.13 Titres d'autocontrôle

Les titres d'autocontrôle sont enregistrés pour leur coût d'acquisition en diminution des capitaux propres. Les résultats de cession de ces titres sont imputés directement dans les capitaux propres et ne contribuent pas au résultat de l'exercice.

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

IFRS 2 prescrit de constater en charge de personnel les services rémunérés par des paiements fondés sur des actions. Ces services sont évalués à la juste valeur des instruments accordés.

Cette rémunération peut prendre la forme soit d'instruments réglés en actions, soit d'instruments réglés en trésorerie.

Instruments réglés en actions

1.4.14.1 Plans d'options

Les options octroyées aux salariés du Groupe sont évaluées à la date d'attribution en utilisant un modèle de valorisation binomial pour les options simples ou un modèle Monte Carlo pour celles comportant des conditions de performances externes. Ces modèles permettent de tenir compte des caractéristiques du plan (prix d'exercice, période d'exercice, conditions de performance le cas échéant), des données de marché lors de l'attribution (taux sans risque, cours de l'action, volatilité, dividendes attendus) et d'une hypothèse comportementale des bénéficiaires. Cette option est enregistrée en charges de personnel sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

1.4.14.2 Attributions gratuites d'actions

La juste valeur des plans d'attributions gratuites d'actions est estimée sur la base du cours de l'action à la date d'attribution, en tenant compte de l'absence de dividende sur la période d'acquisition des droits, du taux de rotation de la population concernée par chaque plan et de la probabilité de la performance du Groupe. L'estimation de la juste valeur des plans tient compte également de l'incessibilité de ces instruments. La charge est étalée sur la période d'acquisition des droits en contrepartie des capitaux propres.

Pour les actions de performance, attribuées de manière discrétionnaire et comportant des conditions de performance externes, un modèle Monte Carlo est utilisé.

1.4.14.3 Plans d'épargne entreprise

Les plans d'épargne entreprise consistent à offrir aux salariés la possibilité de souscrire à une augmentation de capital réservée à une valeur décotée par rapport au cours de Bourse. La juste valeur des instruments accordés par les plans d'épargne entreprise est estimée à la date d'attribution en fonction de la valeur de la décote accordée aux salariés et de l'incessibilité des actions souscrites. S'agissant de la comptabilisation d'un service rendu, la charge est enregistrée sans étalement en contrepartie des capitaux propres.

Instruments réglés en trésorerie

Dans certains cas où la législation locale ne permet pas l'utilisation de plans d'épargne entreprise, les instruments accordés sont des droits à l'appréciation du titre (appelés SAR, *share appreciation rights*). Ces instruments étant réglés en trésorerie, leur juste valeur est enregistrée en charge sur la période d'acquisition des droits en contrepartie d'une dette vis-à-vis du personnel.

La variation de juste valeur de la dette est constatée en résultat de chaque exercice.

1.4.15 Provisions

1.4.15.1 Provisions pour avantages du personnel postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

Selon les lois et usages de chaque pays, les sociétés du Groupe ont des obligations en termes de retraites, préretraites, indemnités de départ et régimes de prévoyance. Ces obligations existent généralement en faveur de l'ensemble des salariés des sociétés concernées.

Les modalités d'évaluation et de comptabilisation suivies par le Groupe concernant les engagements de retraite et autres avantages accordés au personnel sont celles édictées par la norme IAS 19. En conséquence :

- ▶ le coût des régimes à cotisations définies est enregistré en charges sur la base des appels à cotisations dues pour la période ;
- ▶ la valorisation du montant de ces engagements de retraite et assimilés, lorsqu'ils sont représentatifs de prestations définies, est effectuée sur la base d'évaluations actuarielles selon la méthode des unités de crédits projetées. Ces calculs intègrent des hypothèses de mortalité, de rotation du personnel et de projection de salaires qui tiennent compte des conditions économiques propres à chaque pays ou société du Groupe. Les taux d'actualisation sont déterminés en référence au rendement, à la date d'évaluation, des obligations émises par les entreprises de premier rang (ou par l'Etat s'il n'existe pas de marché représentatif pour les emprunts privés) de la zone concernée.

Les montants relatifs aux plans dont les engagements diminués des coûts des services passés non encore comptabilisés sont supérieurs à la juste valeur des actifs de couverture figurent au passif en provisions. Lorsque la valeur des actifs de couverture (plafonnés, le cas échéant) est supérieure aux engagements, le montant concerné est inclus à l'actif de l'état de situation financière en «Autres actifs» courants ou non courants.

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, le Groupe a retenu en 2006 l'option offerte par IAS 19 d'abandonner la méthode dite du «corridor» et de comptabiliser directement en autres éléments du résultat global les pertes et gains actuariels résultant des changements d'hypothèses actuarielles et des ajustements liés à l'expérience.

Les écarts actuariels sont donc comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode.

Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels continuent à être immédiatement comptabilisés en résultat.

Les charges d'intérêt sur les obligations de retraite et assimilés et le rendement attendu des placements en couverture de ces obligations sont présentés en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

Le Groupe comptabilise une provision dès lors qu'il existe une obligation actuelle (légale ou implicite) à l'égard d'un tiers résultant d'un événement passé, et qu'il est probable qu'une sortie de ressources sera nécessaire pour régler cette obligation sans contrepartie attendue.

Une provision pour restructuration est comptabilisée dès lors que les critères généraux de constitution d'une provision sont satisfaits, qu'il existe un plan détaillé formalisé et que le Groupe a créé, chez les personnes concernées, une attente fondée de mise en œuvre de la restructuration soit en commençant à exécuter le plan soit en leur annonçant ses principales caractéristiques.

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour retraitement et stockage des déchets nucléaires, les provisions pour démantèlement des installations et les provisions pour reconstitution de site. Les taux d'actualisation utilisés reflètent les appréciations actuelles par le marché de la valeur temps de l'argent et des risques spécifiques au passif concerné. Les charges correspondant à la désactualisation des provisions à long terme sont constatées en résultat financier (en «autres produits et autres charges financiers»).

Dès lors qu'il existe une obligation actuelle, légale ou implicite, de démanteler ou restaurer un site, le Groupe comptabilise une provision pour démantèlement ou reconstitution de site. La contrepartie de la provision pour démantèlement est un «actif de démantèlement» qui est inclus dans la valeur comptable de l'actif concerné. Les ajustements du montant de la provision consécutifs à une révision ultérieure du montant de la sortie de ressource, de la date de survenance du démantèlement, ou du taux d'actualisation sont symétriquement portés en déduction ou en augmentation du coût de l'actif correspondant. Les effets de la désactualisation sont comptabilisés en charge de l'exercice.

1.4.16 Chiffre d'affaires

Le chiffre d'affaires (correspondant aux produits des activités ordinaires selon IAS 18) du Groupe comprend essentiellement les produits liés aux activités suivantes :

- ▶ vente d'énergie ;
- ▶ prestations de services ;
- ▶ contrats de location et contrats de construction.

Les ventes sont reconnues lorsque la livraison a eu lieu (risques et avantages transférés à l'acheteur) ou à l'avancement pour les prestations de services et les contrats de construction, le prix est fixé ou déterminable et le caractère recouvrable des créances est probable.

Le chiffre d'affaires est évalué à la juste valeur de la contrepartie reçue ou à recevoir. Dans le cas où l'existence d'un différé de paiement a un effet significatif sur la détermination de la juste valeur, il en est tenu compte en actualisant les paiements futurs.

1.4.16.1 Vente d'énergie

Le chiffre d'affaires comprend essentiellement la vente d'électricité et de gaz, les redevances de transport et de distribution liées ainsi que différentes prestations comme la maintenance des réseaux de distribution d'électricité et de gaz ou les ventes de chaleur.

Dans le cadre de certains contrats de vente d'énergie à long terme, le Groupe peut percevoir une composante du prix qui est déterminée indépendamment des volumes et dont le montant est généralement

fixe mais peut, dans certains cas très limités, évoluer sur la durée du contrat. En application d'IAS 18, le chiffre d'affaires relatif à cette composante est étalé de manière linéaire, la juste valeur des services rendus n'étant pas, en substance, différente d'une période à l'autre.

En application des normes IAS 1 et IAS 18, les opérations de négoce d'énergie pour compte propre et pour compte de la clientèle sont présentées en net, après compensation des achats et des ventes, sur la ligne «chiffre d'affaires». Selon le même principe, les résultats réalisés au titre des activités de négoce à caractère opérationnel («ventes en gros» ou «arbitrage»), liées aux actifs et visant à optimiser tant le parc de production que les portefeuilles de contrats d'achats de combustibles et de ventes d'énergie, sont présentés en net en chiffre d'affaires dès lors que les contrats de vente concernés pourraient être compensés par des achats similaires, ou si les contrats de vente participent à des stratégies d'échanges.

1.4.16.2 Prestations de services

Environnement

Eau

La comptabilisation du chiffre d'affaires lié à la distribution d'eau est réalisée sur la base des volumes livrés aux clients, que ces volumes aient donné lieu à une facturation spécifique («relève») ou qu'ils aient été estimés en fonction du rendement des réseaux d'approvisionnement.

En ce qui concerne l'assainissement ou le traitement des effluents, le prix de la prestation est, soit inclus dans la facture de distribution d'eau, soit il fait l'objet d'une facturation spécifique à la collectivité locale ou au client industriel.

En ce qui concerne les contrats de gérance, la rémunération du gérant est enregistrée en chiffre d'affaires.

Propreté

Le chiffre d'affaires lié à la collecte des déchets est constaté, dans la plupart des cas, en fonction des tonnages collectés et du service apporté par l'opérateur.

Les produits des autres traitements (tri et incinération principalement) sont fonction, d'une part, des volumes traités par l'opérateur et, d'autre part, des revenus annexes de valorisation (vente de matières premières – papier, carton, verre, métal, plastique – pour les centres de tri et vente d'énergie – électricité ou chaleur – pour les incinérateurs).

Services à l'énergie

Les produits provenant des services dans le secteur de l'énergie, correspondant essentiellement à des prestations d'installation, de maintenance et de services à l'énergie, sont comptabilisés selon les dispositions de la norme IAS 18 qui prévoient la méthode du pourcentage d'avancement pour les activités de service.

1.4.16.3 Contrats de construction et contrats de location

Le chiffre d'affaires des contrats de construction est déterminé en appliquant la méthode du pourcentage d'avancement et de façon plus générale les dispositions présentées dans IAS 11. Selon les cas, ce degré d'avancement est déterminé soit sur la base de l'avancement des coûts, soit par référence à un avancement physique tel que des jalons définis contractuellement.

Le chiffre d'affaires comprend également les produits sur les actifs financiers de concession (IFRIC 12) et les créances de location financement (IFRIC 4).

1.4.17 Résultat opérationnel courant (ROC)

Le résultat opérationnel courant est un indicateur utilisé par le Groupe qui permet de présenter «un niveau de performance opérationnelle pouvant servir à une approche prévisionnelle de la performance



récurrente» (en conformité avec la Recommandation CNC 2009-R03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Mark-to-Market* (MtM) des instruments financiers à caractère opérationnel, aux pertes de valeur sur actifs, aux charges de restructuration, aux effets de périmètre, aux autres éléments non récurrents, et sont définis comme suit :

- ▶ MtM des instruments financiers à caractère opérationnel : cette rubrique correspond à la variation de juste valeur (*Mark-to-Market*) des instruments financiers de matières premières, gaz et électricité, qui ne sont qualifiés ni de négoce (appelé aussi *Trading*), ni de couverture. Ces contrats sont mis en place dans le cadre de couvertures économiques de transactions opérationnelles dans le secteur de l'énergie. La variation de juste valeur de ces instruments, qui doit être enregistrée en résultat selon IAS 39, est isolée sur une ligne spécifique du compte de résultat car elle peut être significative et elle n'est pas prédictible ;
- ▶ pertes de valeur sur actifs : cette rubrique comprend les pertes de valeur sur les *goodwills*, les immobilisations incorporelles et corporelles, les participations dans les entreprises associées ainsi que les titres disponibles à la vente ;
- ▶ charges de restructurations : il s'agit des coûts correspondant à un programme planifié et contrôlé par le management, qui modifie de façon significative soit le champ d'activité de l'entreprise, soit la manière dont cette activité est gérée, selon les critères prévus par IAS 37 ;
- ▶ effets de périmètre. Cette ligne regroupe :
 - les coûts directs d'acquisition en cas de prise de contrôle,
 - les effets des réévaluations, à la juste valeur à la date d'acquisition, des intérêts précédemment détenus en cas d'acquisitions par étapes,
 - les variations ultérieures de juste valeur des compléments de prix,
 - les résultats de cessions de participations qui conduisent à un changement de méthode de consolidation ainsi que, le cas échéant, les effets des réévaluations des intérêts conservés ;
- ▶ autres éléments non récurrents : cette rubrique comprend notamment les plus ou moins-values de cession sur les actifs non courants et les titres disponibles à la vente.

1.4.18 Tableau des flux de trésorerie

Le tableau des flux de trésorerie du Groupe est établi selon la méthode indirecte à partir du résultat net.

Les «intérêts reçus d'actifs financiers non courants» sont classés dans les flux issus des activités d'investissement parce qu'ils représentent un retour sur investissement. Les «intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie» sont classés dans les flux issus des activités de financement, car ces intérêts sont de nature à minorer le coût d'obtention des ressources financières. Cette classification est cohérente avec l'organisation interne du Groupe dans la mesure où dette et trésorerie sont gérées de façon globalisée au sein du département trésorerie Groupe.

Les pertes de valeur sur actifs circulants sont assimilées à des pertes définitives ; en conséquence, la variation de l'actif circulant est présentée nette de perte de valeur.

Les flux liés au paiement de l'impôt sont isolés.

1.4.19 Impôts

Le Groupe calcule ses impôts sur le résultat conformément aux législations fiscales en vigueur dans les pays où les résultats sont taxables.

Conformément à IAS 12, les différences temporelles entre les valeurs comptables des actifs et des passifs dans les comptes consolidés et leurs valeurs fiscales, donnent lieu à la constatation d'un impôt différé selon la méthode du report variable en utilisant les taux d'impôt adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture. Cependant, selon les dispositions d'IAS 12, aucun impôt différé n'est comptabilisé pour les différences temporelles générées par un *goodwill* dont la perte de valeur n'est pas déductible ou par la comptabilisation initiale d'un actif ou d'un passif dans une transaction qui n'est pas un regroupement d'entreprises et n'affecte ni le bénéfice comptable, ni le bénéfice imposable à la date de transaction. Par ailleurs, un actif d'impôt différé n'est comptabilisé que s'il est probable qu'un bénéfice imposable, sur lequel les différences temporelles déductibles pourront être imputées, sera disponible.

Les différences temporelles nées des retraitements relatifs aux contrats de location-financement donnent lieu à la comptabilisation d'impôts différés.

Un passif d'impôt différé est comptabilisé pour toutes les différences temporelles imposables liées à des participations dans les filiales, entreprises associées, coentreprises et investissements dans les succursales sauf si le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera et s'il est probable qu'elle ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

Les soldes d'impôts différés sont déterminés sur la base de la situation fiscale de chaque société ou du résultat d'ensemble des sociétés comprises dans le périmètre d'intégration fiscale considéré, et sont présentés à l'actif ou au passif de l'état de situation financière pour leur position nette par entité fiscale.

Les impôts différés sont revus à chaque arrêté pour tenir compte notamment des incidences des changements de législation fiscale et des perspectives de recouvrement des différences temporelles déductibles.

Les actifs et passifs d'impôts différés ne sont pas actualisés.

1.4.20 Résultat par action

Le résultat de base par action est calculé en divisant le résultat net part du Groupe de l'exercice attribuable aux actions ordinaires par le nombre moyen pondéré d'actions composant le capital en circulation pendant l'exercice. Le nombre moyen d'actions en circulation au cours de l'exercice est le nombre d'actions ordinaires en circulation au début de l'exercice, ajusté du nombre d'actions ordinaires rachetées ou émises au cours de l'exercice.

Pour le calcul du résultat dilué, ce nombre, ainsi que le résultat par action, est modifié pour tenir compte de l'effet de la conversion ou de l'exercice des actions potentielles dilutives (options, bons de souscription d'actions et obligations convertibles émises, etc.).

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PERIMETRE

2.1 International Power

2.1.1 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle

Le Groupe a finalisé le 29 juin 2012 l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power suite à l'approbation de la transaction par les autorités britanniques compétentes. A l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient désormais 100% des droits de vote du groupe International Power. Les titres International Power plc ont été retirés de la cote du London Stock Exchange le 2 juillet 2012.

L'offre de rachat de 418 pence par action ordinaire International Power plc, réalisée dans le cadre d'un *scheme of arrangement* selon la réglementation britannique, a été approuvée à plus de 99% par les actionnaires minoritaires d'International Power réunis en Assemblée Générale le 7 juin 2012.

Le coût du rachat des 1 542 millions d'actions ordinaires International Power plc non encore détenues par le Groupe s'élève à 7 974 millions d'euros (soit 6 445 millions de livres sterling). Le paiement du prix est intervenu le 12 juillet 2012 via un versement de trésorerie de 7 875 millions d'euros et la remise de titres de créances (*loan notes*) dont la valeur nominale s'élève à 99 millions d'euros. Ces titres de créances non subordonnés portent un taux d'intérêt annuel de 0,25%.

2.1.2 Rachat des actions International Power plc issues de la conversion des obligations convertibles en actions International Power plc

Au cours du troisième trimestre, le Groupe a procédé au rachat des 346 millions de titres International Power plc résultant des conversions réalisées entre le 1^{er} juillet et le 28 août 2012 par les détenteurs d'obligations convertibles en actions International Power plc. Conformément aux termes du *scheme of arrangement*, les détenteurs ayant exercé leur option de conversion ont reçu un paiement de 418 pence par action International Power plc. Le décaissement total effectué par le Groupe au titre de ces rachats s'est élevé à 1 828 millions d'euros.

Les obligations convertibles en actions International Power plc non encore exercées à l'issue de ces opérations ont été remboursées au pair par le Groupe pour un montant de 25 millions d'euros le 27 septembre 2012.

2.1.3 Incidences sur les états financiers consolidés au 31 décembre 2012

Le tableau ci-après résume les incidences, individuelles et cumulées, des opérations décrites dans les sections 2.1.1 et 2.1.2 sur les flux de trésorerie de la période, le niveau d'endettement net et les capitaux propres.

En millions d'euros	Décaissement réalisé	Augmentation de l'endettement net	Impacts comptabilisés en capitaux propres part du Groupe	Impacts comptabilisés en participations ne donnant pas le contrôle	Impacts sur les capitaux propres totaux
Rachat des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power	7 875	7 974	(2 133)	(5 841)	(7 974)
Frais de transaction	112	112	(88)	-	(88)
Rachat des actions International Power plc créées suite à la conversion des obligations convertibles en actions International Power plc	1 828	723	(288)	-	(288)
Remboursement au pair du solde des obligations convertibles en actions International Power plc	25	-	-	-	-
TOTAL	9 840	8 809	(2 509)	(5 841)	(8 350)

Le décaissement de 9840 millions d'euros est présenté respectivement sur les lignes « Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées » (pour 9 815 millions d'euros) et « Remboursement de dettes financières » (pour 25 millions d'euros) du tableau de flux de trésorerie.

Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power

S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence de 2 133 millions d'euros entre le prix d'acquisition de 7 974 millions d'euros et la valeur comptable de la participation de 30,26% ne donnant pas le contrôle est portée en déduction des capitaux propres part du Groupe.

En tenant compte des frais de transaction de 112 millions d'euros comptabilisés en déduction des capitaux propres part du Groupe, cette opération se traduit par une diminution des capitaux propres totaux de 8 062 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Rachat des actions International Power plc issues de la conversion des obligations convertibles et remboursement du solde d'obligations convertibles

Les opérations de rachat des actions International Power plc, pour un montant de 1 828 millions d'euros, et de remboursement du solde des obligations convertibles, pour un montant de 25 millions d'euros, se sont traduites par une augmentation de 723 millions d'euros de l'endettement net, compte tenu de la décomptabilisation des 1 130 millions d'euros de dettes financières correspondant aux obligations convertibles exercées ou remboursées.



Le rachat des obligations converties en actions a un impact négatif de 288 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe. Il correspond à la différence entre le prix payé de 1 828 millions d'euros et la valeur comptable des obligations convertibles correspondantes (1 635 millions d'euros), et des impôts différés actifs y afférents (95 millions d'euros) dans l'état de situation financière préalablement à la réalisation de ces opérations. La valeur comptable totale de ces obligations convertibles dans l'état de situation financière était composée des éléments suivants : une dette financière de 1 105 millions d'euros, un instrument dérivé passif de 505 millions d'euros correspondant à la composante optionnelle de l'obligation convertible en actions International Power plc libellée en dollars américains, et la composante optionnelle des obligations convertibles libellées en euros comptabilisée en participations ne donnant pas le contrôle pour un montant de 25 millions d'euros.

Enfin, ces opérations d'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle n'ont pas d'incidence significative sur les plans d'options International Power (cf. Note 24.3.5 «Plans d'actions de performance d'International Power»).

2.2 Annonce du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company

En 2008, dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, SUEZ a distribué à ses actionnaires 65% des actions composant le capital de SUEZ Environnement Company. A l'issue de cette distribution, GDF SUEZ détenait 35% (pourcentage ultérieurement porté à 35,8%) de SUEZ Environnement Company et, en a conservé le contrôle au travers d'un pacte d'actionnaires regroupant GDF SUEZ et les principaux actionnaires de l'ancien groupe SUEZ.

Les incidences cumulées de ces cessions effectives sur les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012 sont présentées dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net	Résultat de cession et effets de périmètre comptabilisés en résultat
Cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada	351	(952)	136
Cession de centrales thermiques aux Etats-Unis			
<i>dont cession de la centrale de Choctaw</i>	200	(74)	4
<i>dont cession de la centrale de Hot Spring</i>	200	(196)	(3)
<i>dont autres actifs cédés</i>	45	(41)	(5)
Cession de la participation dans Sibelga - distribution d'électricité et de gaz en Belgique	211	(209)	105
Cession de 40% de Hidd Power Company (Bahreïn)	87	(87)	-
Cession de Eurawasser (Allemagne)	95	(89)	34
Cession de Breeze II (Allemagne/France)	30	(283)	(35)
Cession de la participation de 17,44% dans HUBCO (Pakistan)	52	(52)	(9)
Autres	48	(42)	(3)
TOTAL		(2 026)	222

(1) Au cours de bourse du 31 décembre 2012, cela représenterait 178 millions d'euros.

Le 5 décembre 2012, le Groupe GDF SUEZ a annoncé son intention, d'un commun accord avec les autres membres du pacte, de ne pas le renouveler à son échéance qui interviendra en juillet 2013. Cette fin du pacte se traduira chez GDF SUEZ par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company en juillet 2013, et par la mise en équivalence de cet ensemble dans les comptes consolidés de GDF SUEZ à compter de cette date. Conformément à IAS 27 «Etats financiers consolidés et individuels», un gain représentant la réévaluation de la participation de 35,8% à la juste valeur⁽¹⁾ sera reconnu à cette date. Compte tenu de la nature particulière de cette opération, à savoir une perte du contrôle de fait liée à la fin du pacte d'actionnaires avec l'intention de conserver sa participation de 35,8% dans SUEZ Environnement Company, le Groupe a considéré que celle-ci n'entrait pas dans le champ d'application de la Norme IFRS 5 «Actifs non courants détenus en vue de la vente et activités abandonnées». A partir de juillet 2013, la participation de GDF SUEZ dans SUEZ Environnement Company sera comptabilisée par mise en équivalence et la quote-part de résultat correspondant sera incluse dans le résultat des activités poursuivies. Afin d'évaluer les impacts sur les comptes du Groupe GDF SUEZ, une information pro forma est présentée dans le Rapport d'activité. La contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs financiers clés du Groupe au 31 décembre 2012 est par ailleurs présentée dans la Note 3 «Information sectorielle».

2.3 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2012

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a poursuivi la mise en œuvre de son programme «d'optimisation de portefeuille» visant à réduire l'endettement net du Groupe.

Les cessions réalisées sur l'exercice 2012 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 2 026 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2011.



La société Hidd Power Company, les centrales de Choctaw et Hot Spring, ainsi que la participation dans le projet T-Power étaient classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2011. Au 31 décembre 2011, ce classement s'était déjà traduit par une réduction de l'endettement net de 580 millions d'euros. Au total, en tenant compte des prix de cession de 399 millions d'euros encaissés en 2012, ces quatre opérations ont donc conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 979 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a comptabilisé en tant qu'«Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» les activités dont la cession est considérée comme hautement probable dans un horizon raisonnable au 31 décembre 2012. Les activités concernées sont présentées dans la Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés». Cette classification dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros.

2.3.1 Cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada

Le 14 décembre 2012, GDF SUEZ a cédé pour un prix de 451 millions de dollars canadiens (soit 351 millions d'euros) 60% de son portefeuille canadien d'énergies renouvelables, à Mitsui & Co. Ltd. et un consortium conduit par Fiera Axiom Infrastructure Inc.

La participation conservée de 40% dans les activités canadiennes d'énergies renouvelables est consolidée par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération. Après prise en compte des frais de transaction, cette opération génère une plus-value totale de 174 millions de dollars canadiens (soit 136 millions d'euros), dont 67 millions de dollars canadiens (52 millions d'euros) au titre du résultat de réévaluation sur les intérêts conservés (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Cette opération se traduit également par une réduction de l'endettement net du Groupe de 952 millions d'euros au 31 décembre 2012 (soit le paiement de 351 millions d'euros majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 601 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des activités visées par l'accord avant leur cession).

La contribution de ces activités d'énergies renouvelables au Canada au résultat net part du Groupe s'est élevée à 6 millions d'euros en 2012 (avant prise en compte du résultat de cession) et à - 4 millions d'euros en 2011.

2.3.2 Cessions de centrales thermiques aux Etats-Unis

2.3.2.1 Cession de la centrale de Choctaw

Le 7 février 2012, le Groupe a finalisé la cession de la centrale à cycle combiné de Choctaw (746 MW), située dans l'Etat du Mississippi, pour un montant total de 259 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

Un premier versement de 96 millions de dollars (soit 74 millions d'euros) a été réalisé en février 2012. Le règlement du solde du prix de cession est intervenu en janvier 2013.

La plus-value de cession s'élève à 4 millions d'euros.

2.3.2.2 Cession de la centrale de Hot Spring

Le 10 septembre 2012, le Groupe a finalisé la cession de la centrale à cycle combiné de Hot Spring (746 MW), située dans l'Etat de l'Arkansas, pour un montant total de 257 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

La moins-value de cession s'élève à 3 millions d'euros.

2.3.2.3 Autres cessions réalisées

Le Groupe a également cédé sur le second semestre 2012, pour un montant global de 58 millions de dollars (soit 45 millions d'euros), divers actifs énergétiques dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives.

2.3.3 Cession de la participation dans Sibelga – (distribution d'électricité et de gaz en Belgique)

Le 31 décembre 2012, Electrabel a cédé à l'intercommunale Interfin sa participation de 30% dans Sibelga, le gestionnaire du réseau bruxellois du gaz et de l'électricité, pour un montant de 211 millions d'euros. La plus-value de cession réalisée s'élève à 105 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

Cette opération s'inscrit 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.

2.3.4 Cession de 40% de Hidd Power Company (Bahreïn)

Le 10 mai 2012, le Groupe a cédé 40% du capital de sa filiale Hidd Power Company à Malakoff International Ltd pour un montant de 113 millions de dollars (soit 87 millions d'euros).

La participation conservée de 30% dans Hidd Power Company est consolidée par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 33 millions d'euros au 31 décembre 2012.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2012.

2.3.5 Cession de Eurawasser (Allemagne)

Le 13 février 2012, le Groupe a cédé pour un prix de 95 millions d'euros sa filiale Eurawasser, spécialisée dans la distribution d'eau potable et les services d'assainissement, au Groupe Remondis. La plus-value de cession s'élève à 34 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»).

2.3.6 Cession de Breeze II (Allemagne/France)

En décembre 2012, le Groupe a conclu avec Christofferson Robb & Company («CRC») un accord portant sur le financement et la gouvernance de sa filiale Breeze II qui détient un portefeuille d'actifs éoliens en développement de 338 MW en France et en Allemagne. En vertu de cet accord, le Groupe a notamment cédé à CRC 70% des obligations subordonnées émises par Breeze II ainsi que les droits s'y rattachant en matière de contrôle des décisions stratégiques et opérationnelles de Breeze II. A l'issue de cette opération, le Groupe a cédé le contrôle de Breeze II à CRC et comptabilise désormais les 30% d'obligations subordonnées en tant qu'actif financier dans l'état de situation financière. Cette opération se traduit dans les états financiers du Groupe par une moins-value de cession de 35 millions d'euros (cf. Note 5.4 «Effets de périmètre»), ainsi que par une réduction de 283 millions d'euros de l'endettement net.

2.3.7 Cession de HUBCO (Pakistan)

Le 13 juin 2012, le Groupe a cédé l'intégralité de sa participation de 17,44% dans The Hub Power Company Ltd («HUBCO»), un producteur indépendant d'électricité au Pakistan, pour un montant de 6,3 milliards de roupies pakistanaises (52 millions d'euros). La moins-value de cession s'élève à 9 millions d'euros.



2.4 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2012, le total des «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» et le total des «Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente» s'élèvent respectivement à 3 145 millions d'euros et 1 875 millions d'euros.

Les principales catégories d'actifs et de passifs reclassés sur ces deux lignes de l'état de situation financière sont présentées ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Immobilisations corporelles nettes	2 282	1 125
Autres actifs	864	173
TOTAL ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE	3 145	1 298
Dettes financières	1 259	596
Autres passifs	616	231
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIES A DES ACTIFS CLASSES COMME DETENUS EN VUE DE LA VENTE	1 875	827

Au 31 décembre 2012, les actifs destinés à être cédés comprennent les filiales IP Maestrale et Sohar Power Company (GDF SUEZ Energy International), et la participation dans SPP (GDF SUEZ Energie Europe). Le Groupe a d'ores et déjà finalisé deux de ces transactions en janvier et février 2013 (SPP et IP Maestrale) et s'attend à finaliser la cession d'une partie de sa participation dans Sohar Power Company au cours du 1^{er} semestre 2013.

Tous les actifs classés en tant qu'actifs destinés à être cédés au 31 décembre 2011 ont été cédés (Choctaw et Hot Spring aux Etats-Unis, ainsi que la participation dans le projet T-Power en Belgique) ou ont fait l'objet d'une cession partielle se traduisant par une perte de contrôle en 2012 (Hidd Power Company).

Slovenský Plynárenský Priemysel a. s.- «SPP» (Slovaquie)

Au 31 décembre 2012, le Groupe a considéré, compte tenu de l'état d'avancement des négociations avec les différentes parties, que la cession de sa participation de 24,5% dans l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), via la cession de sa participation de 50% dans Slovak Gas Holding («SGH»), était hautement probable et a donc procédé au classement en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» de ces entités consolidées par intégration proportionnelle.

La valeur comptable de ce groupe destiné à être cédé étant supérieure au prix de cession attendu, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 176 millions d'euros. Cette perte a été intégralement imputée sur le *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés.

Ce classement en «Actifs destinés à être cédés» se traduit au 31 décembre par une augmentation de la dette nette de 35 millions d'euros, compte tenu de la trésorerie positive nette de ce groupe destiné à être cédé.

La contribution de SPP au résultat net part du Groupe s'est élevée à 81 millions d'euros en 2012 (avant perte de valeur liée au classement en actifs destinés à être cédés) et à 128 millions d'euros en 2011.

La cession a été finalisée le 23 janvier 2013 : le Groupe et E.ON ont cédé à Energetický a Průmyslový Holding («EPH») leurs parts dans SGH (détenue à parts égales par le Groupe et E.ON), holding détenant une participation de 49% dans le capital de SPP.

Cette cession valorise la quote-part de 24,5% dans SPP à 1 301 millions d'euros. Le Groupe a reçu le 23 janvier 2013 un paiement de 1 127 millions d'euros correspondant au prix de cession de 1 301 millions d'euros diminué du dividende de 59 millions

d'euros versé en décembre 2012 et d'un paiement différé garanti de 115 millions d'euros à percevoir en 2015.

A la date d'arrêtés des états financiers consolidés 2012, cette transaction se traduit par une diminution de l'endettement net du Groupe de 1 092 millions d'euros (soit le paiement de 1 127 millions d'euros diminuée de la trésorerie nette cédée de 35 millions d'euros). Cette transaction met également fin à la procédure arbitrale engagée par GDF SUEZ et E.ON contre l'Etat slovaque devant le CIRDI (cf. Note 27.1 «Litiges et arbitrages»).

IP Maestrale (Italie et Allemagne)

Le 5 décembre 2012, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec le groupe ERG portant sur la cession de 80% du capital de IP Maestrale, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. IP Maestrale exploite au sein de la branche GDF SUEZ Energy International un portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne en Italie (550 MW) et en Allemagne (86 MW). L'accord prévoit également que GDF SUEZ conserve une participation minoritaire de 20% dans IP Maestrale.

Au 31 décembre 2012, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction (autorisation des autorités de la concurrence et du pool bancaire de Maestrale) n'ayant pas encore été formellement levées, les actifs et passifs d'IP Maestrale ont été classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Ce classement a pour incidence de diminuer l'endettement net du Groupe d'un montant de 737 millions d'euros au 31 décembre 2012.

La contribution de IP Maestrale au résultat net part du Groupe s'est élevée à 51 millions d'euros en 2012 et 9 millions d'euros en 2011.

Cette cession est devenue effective le 13 février 2013. Le Groupe a reçu un paiement de 28 millions d'euros correspondant au prix de cession de 80% de sa participation. Le résultat de cession est non matériel. A la date d'arrêtés des états financiers consolidés 2012, cette transaction se traduit donc par une diminution de l'endettement net du Groupe de 765 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 737 millions d'euros d'IP Maestrale majoré du paiement du prix de 28 millions d'euros).

Sohar Power Company SAOG (Oman)

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a engagé le processus de cession d'une partie de sa participation dans le capital de Sohar Power Company SAOG, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. Le Groupe s'attend à réaliser cette cession partielle au cours du premier semestre 2013.



2.5 Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2012

2.5.1 Acquisition d'une participation complémentaire de 9,9% dans Energia Sustentavel Do Brasil (Jirau)

Au cours du second semestre 2012, le Groupe a acquis auprès de Camargo Correa la participation de 9,9% qu'il détenait dans Energia Sustentavel Do Brasil («ESBR») pour un montant de 539 millions de réals brésiliens (215 millions d'euros). Le Groupe détient dorénavant 60% du capital de ESBR, société créée dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau (3 750 MW).

Cette acquisition ne modifiant pas le contrôle conjoint exercé par le Groupe sur ESBR, la différence de 31 millions d'euros entre le prix d'acquisition de 215 millions d'euros et la valeur comptable des 9,9% acquis a été comptabilisée en *goodwill*.

Au 31 décembre 2012, ESBR est consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60% dans les états financiers du Groupe (cf. Note 14 «Participations dans les coentreprises»).

2.5.2 Changement de méthode de consolidation de Senoko

Le 29 juin 2012, un amendement au pacte d'actionnaires de Senoko, qui se traduit par la perte du contrôle conjoint sur cette société, a été approuvé par les associés et les prêteurs. La participation de 30% détenue par le Groupe dans Senoko antérieurement consolidée par intégration proportionnelle, est dorénavant consolidée par mise en équivalence⁽²⁾. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 311 millions d'euros au 31 décembre 2012 (cf. Note 13 «Participations dans les entreprises associées»). Le résultat de réévaluation dégagé à l'occasion de ce changement de méthode de consolidation n'est pas matériel.

2.5.3 Autres opérations de l'exercice 2012

En outre, diverses acquisitions, prises de participations et cessions, dont les incidences individuelles et cumulées sur les états financiers du Groupe sont non significatives, ont également été réalisées au cours de l'exercice 2012 (notamment la prise de contrôle de la société UCH Power (Pvt) Limited au Pakistan, et l'acquisition d'une participation ne donnant pas le contrôle dans AES Energia Cartagena).

2.6 Finalisation de la comptabilité d'acquisition relative aux activités de stockage en Allemagne acquises en 2011

Le Groupe a acquis le 31 août 2011 pour 915 millions d'euros les sociétés BEB Speicher GmbH («BEB») et ExxonMobil Gasspeicher Deutschland GmbH («EMGSG») qui exploitent des activités de stockage souterrain de gaz naturel en Allemagne.

La comptabilisation de ce regroupement d'entreprises était provisoire au 31 décembre 2011. Le *goodwill* provisoire s'élevait à 566 millions d'euros.

Au cours de l'exercice 2012, le Groupe a finalisé son exercice de détermination de la juste valeur des actifs identifiables acquis et des passifs repris à la date d'acquisition et a comptabilisé des ajustements par rapport aux justes valeurs provisoires comptabilisées en 2011. Les principaux ajustements portent sur les installations industrielles de stockage, dont les justes valeurs ont été augmentées de 153 millions d'euros par rapport aux valeurs provisoires 2011, et sur les impôts différés passifs y afférents (augmentation de 44 millions d'euros). Après comptabilisation de ces ajustements, le *goodwill* relatif à cette acquisition s'établit désormais à 436 millions d'euros.

Au 31 décembre 2012, la comptabilisation du regroupement d'entreprises est définitive.

2.7 Principales opérations de l'exercice 2011

2.7.1 Acquisition du groupe International Power

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

L'acquisition d'International Power a été réalisée via l'apport par GDF SUEZ de GDF Energie International à International Power en échange de 3 554 347 956 nouvelles actions ordinaires émises par International Power plc le 3 février 2011. A l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient 69,78% des droits de vote du groupe International Power.

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

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 plc 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 plc acquises (soit 69,78% des actions existantes d'International Power plc 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) Le changement de méthode se traduit notamment par une réduction de l'endettement net du Groupe de 526 millions d'euros.



La comptabilisation de ce regroupement d'entreprises était définitive au 31 décembre 2011. Le tableau ci-dessous présente les justes valeurs attribuées aux actifs et passifs identifiables d'International Power à la date d'acquisition (en millions d'euros) :

En millions d'euros	Total
Actifs non courants	
Immobilisations corporelles nettes	10 941
Autres actifs non courants	3 189
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	14 129
Actifs courants	
Clients et autres débiteurs	1 081
Autres actifs courants	473
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 232
TOTAL ACTIFS COURANTS	2 787
TOTAL ACTIF	16 916
Passifs non courants	
Dettes financières	7 451
Autres passifs non courants	1 434
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	8 885
Passifs courants	
Dettes financières	669
Fournisseurs et autres créanciers	1 228
Autres passifs courants	838
TOTAL PASSIFS COURANTS	2 735
TOTAL ACTIF NET (100%)	5 296
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	2 932
GOODWILL	2 822

Cette acquisition s'est traduite par une augmentation des capitaux propres de 6 458 millions d'euros, dont 6 303 millions d'euros au titre des participations ne donnant pas le contrôle. L'impact de 155 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe correspond à l'incidence de la dilution de 30% des intérêts du Groupe dans GDF SUEZ Energy International et à sa rémunération par la prise de contrôle de 69,78% d'International Power.

La réalisation de cette transaction en février 2011 a eu un impact net de - 427 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 : + 1 232 millions d'euros ;
- ▶ paiement du dividende exceptionnel : - 1 659 millions d'euros.

2.7.2 Finalisation de l'accord avec Acea Spa concernant la fin du partenariat entre les deux groupes dans les activités Energie 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'Energie en Italie est entré en vigueur au premier trimestre 2011. La transaction globale conclue avec Acea sur le décroisement des participations communes s'est traduite notamment pour le Groupe par :

- ▶ l'accroissement de son pourcentage d'intérêt dans la société de production d'électricité Tirreno Power de 35% à 50%, pour un prix de 108 millions d'euros ;
- ▶ la prise de contrôle à 100% des activités d'AceaElectrabel Trading («AET») et d'AceaElectrabel Produzione («AEP») pour respectivement 20 millions d'euros et 76 millions d'euros, la prise de contrôle d'AEP intervenant postérieurement à une opération de «*spin-off*» ayant porté sur des actifs de production électriques transférés à Acea pour une valeur de 130 millions d'euros ;
- ▶ la cession à Acea de sa participation de 40,59% dans la société de commercialisation de gaz et d'électricité AceaElectrabel Elettricità («AEE») pour un prix de 57 millions d'euros.

2.7.3 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2011

<i>En millions d'euros</i>	Prix de cession	Réduction de l'endettement net	Résultat de cession et effets de périmètre comptabilisés en résultat	Impacts comptabilisés en capitaux propres part du Groupe
Cession de la participation minoritaire de 22,5% dans EFOG	631	(460)	355	-
Cession d'une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production	2 491	(2 298)	-	940
Cession de la participation dans GDF SUEZ LNG Liquefaction	672	(579)	479	-
Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 25% dans le capital de GRTgaz	810	(1 100)	-	167
Participations dans le secteur de la distribution d'électricité et de gaz en Belgique	-	(723)	533	-
Cession de G6 Rete Gas	402	(737)	(38)	-
Cession de 70% de la participation détenue dans Bristol Water	152	(386)	88	-
Cession de Noverco	194	(194)	28	-
TOTAL	5 352	(6 476)	1 446	1 107

2.7.3.1 Cession de la participation du Groupe dans EFOG

EFOG était une *joint venture* (comptabilisée en intégration proportionnelle) entre GDF SUEZ (22,5%) et l'opérateur Total E&P UK limited (77,5%, opérateur) qui détient elle-même une participation de 46,2% dans les champs de condensats et gaz naturel d'Elgin-Franklin situés en mer du Nord britannique.

Le 31 décembre 2011, le Groupe a cédé au groupe Total sa participation de 22,5% dans la société EFOG pour un prix de 631 millions d'euros.

2.7.3.2 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 30% dans les activités exploration-production du Groupe et cession de la participation du Groupe dans GDF SUEZ LNG Liquefaction

Dans le cadre de l'accord de coopération signé en août 2011 avec China Investment Corporation («CIC»), le Groupe et CIC ont conclu le 31 octobre 2011 un accord portant sur l'acquisition par CIC d'une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production du Groupe («GDF SUEZ E&P»). L'entrée de CIC au capital de GDF SUEZ E&P à hauteur de 30% est devenue effective le 20 décembre 2011, pour un montant de 3 257 millions de dollars (soit 2 491 millions d'euros). Le Groupe conserve le contrôle exclusif de GDF SUEZ E&P.

Aux termes de ce même accord, le Groupe a également cédé à CIC le 20 décembre 2011 pour un prix de 879 millions de dollars (soit 672 millions d'euros) sa participation dans la société GDF SUEZ LNG Liquefaction, qui détient une participation de 10% dans l'usine de liquéfaction Atlantic LNG, située à Trinité-et-Tobago.

2.7.3.3 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 Groupe conserve le contrôle exclusif de GRTgaz.

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

Suite à différentes opérations réalisées sur leur capital et aux dispositions prises en matière de gouvernance des intercommunales flamandes, le Groupe a cessé d'exercer une influence notable sur les intercommunales flamandes à compter du 30 juin 2011 et comptabilise depuis cette date sa participation dans ces intercommunales en tant que «Titres disponibles à la vente». 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 a été présenté dans le compte de résultat 2011, sur la ligne «Effets de périmètre» du résultat des activités opérationnelles, pour un montant de 425 millions d'euros.

Les diverses cessions intervenues en 2011 sur les intercommunales wallonnes ont par ailleurs généré un résultat de cession de 108 millions d'euros.



NOTE 3 INFORMATION SECTORIELLE

3.1 Secteurs opérationnels

Les secteurs opérationnels présentés ci-après correspondent aux secteurs revus par le Comité de Direction Groupe afin de permettre l'allocation des ressources aux différents secteurs ainsi que l'évaluation de leurs performances. Aucun regroupement de secteur opérationnel n'a été effectué. Le Comité de Direction Groupe est le «principal décideur opérationnel» au sens d'IFRS 8.

Depuis le 1^{er} janvier 2012, le Groupe a mis en place sa nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'Energie en créant une branche GDF SUEZ Energie Europe ainsi qu'une branche GDF SUEZ Energy International et en redéfinissant le périmètre de la branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL.

Le Groupe est désormais organisé autour des six secteurs opérationnels suivants : GDF SUEZ Energy International, GDF SUEZ Energie Europe, GDF SUEZ Global Gaz & GNL, GDF SUEZ Infrastructures, GDF SUEZ Energie Services et SUEZ Environnement.

- ▶ La **branche GDF SUEZ Energy International** (BEI) regroupe les activités présentées au sein du secteur opérationnel International Power jusqu'au 31 décembre 2011. Les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique latine, Asie, Royaume-Uni et Autres Europe, Moyen-Orient et Afrique ainsi qu'en Australie. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Asie, Turquie et Australie. La branche intervient également 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.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Energie Europe** (BEE) regroupe les anciens secteurs opérationnels suivants : la branche Energie France, les Divisions Energie Benelux & Allemagne et Energie Europe de la branche Energie Europe et International, ainsi que les activités approvisionnement gaz et ventes grands comptes de la branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL. La branche gère les activités de production d'électricité et de vente d'énergie en Europe continentale. Elle exploite à ce titre l'ensemble des actifs du Groupe en Europe continentale, dans le domaine du gaz (hors infrastructures rattachées à la branche GDF SUEZ Infrastructures) et de l'électricité (en dehors de certains actifs historiquement exploités par GDF SUEZ Energy International en Italie, Allemagne, Pays-Bas, Espagne et Portugal).
- ▶ Suite au transfert des activités approvisionnement gaz et ventes grands comptes vers la branche GDF SUEZ Energie Europe, la **branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL** gère désormais les activités amont de la chaîne de valeur du gaz naturel. Dans le domaine de l'exploration-production, la branche mène des activités de prospection, de développement, et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers. Sur la chaîne du GNL, la branche gère un portefeuille de contrats d'approvisionnement long terme et des participations dans des usines de liquéfaction, exploite une flotte de méthaniers et dispose de capacités de regazéification dans des terminaux méthaniers. La branche vend une partie du GNL en portefeuille à d'autres entités du Groupe, et plus particulièrement à l'activité «approvisionnement gaz» de la branche GDF SUEZ Energie Europe.

- ▶ La **branche GDF SUEZ Infrastructures** : les filiales concernées exploitent, essentiellement en France et en Allemagne, des réseaux de transport, de stockage et de distribution de gaz ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Energie Services** : les filiales concernées assurent des prestations d'ingénierie, d'installation, de maintenance ou de gestion déléguée, notamment dans le domaine des équipements électriques ou thermiques, des systèmes de conduites et des réseaux d'énergie.
- ▶ La **branche SUEZ Environnement** : les filiales concernées assurent au profit de particuliers, de collectivités locales ou d'industriels :
 - des prestations de distribution et de traitement des eaux, notamment dans le cadre de contrats de concession (gestion de l'eau), la conception et la construction d'installations (ingénierie de l'eau),
 - et des prestations de collecte et de traitement des déchets, incluant la collecte, le recyclage, le compostage, la mise en décharge et la valorisation énergétique ainsi que le traitement de déchets industriels et spéciaux.

La ligne «Autres» présentée dans les tableaux ci-après regroupe les contributions des entités holdings corporate et des entités dédiées au financement centralisé du Groupe.

Les méthodes comptables et d'évaluation retenues pour l'élaboration du reporting interne revu par le Comité de Direction Groupe sont identiques à celles utilisées pour l'établissement des comptes consolidés. Les indicateurs EBITDA, Capitaux Engagés Industriels et investissements corporels, incorporels et financiers (CAPEX) sont réconciliés aux comptes consolidés.

Outre les ventes de GNL de la branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL à la branche GDF SUEZ Energie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche GDF SUEZ Infrastructures et la branche GDF SUEZ Energie Europe.

Les prestations relatives à l'utilisation par GDF SUEZ Energie Europe d'infrastructures gazières du Groupe en France sont, à l'exception des infrastructures de stockage, facturées sur base de tarifs régulés applicables à tous les utilisateurs. Les prix relatifs à la réservation et à l'utilisation des activités de stockage sont établis par les stockeurs et résultent de mises aux enchères de capacités disponibles.

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

Les informations sectorielles comparatives au titre de l'année 2011 ont été retraitées afin de présenter ces informations selon le nouveau découpage sectoriel en vigueur au sein du Groupe au 31 décembre 2012.



3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	16 044	435	16 480	15 754	413	16 167
Energie Europe	44 418	1 666	46 084	41 270	1 517	42 787
Global Gaz & GNL	4 759	3 186	7 945	3 135	3 689	6 824
Infrastructures	2 031	4 184	6 216	1 491	4 212	5 703
Energie Services	14 693	230	14 923	14 206	204	14 409
SUEZ Environnement	15 093	10	15 103	14 819	10	14 829
Autres	-	-	-	-	-	-
Elimination des transactions internes	-	(9 712)	(9 712)	-	(10 044)	(10 044)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	97 038	-	97 038	90 673	-	90 673

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	4 327	4 225
Energie Europe	4 180	4 078
Global Gaz & GNL	2 377	2 074
Infrastructures	3 049	2 991
Energie Services	1 018	1 005
SUEZ Environnement	2 426	2 513
Autres	(351)	(360)
TOTAL EBITDA	17 026	16 525

RESULTAT OPERATIONNEL COURANT (ROC)

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	2 931	2 754
Energie Europe	2 494	2 370
Global Gaz & GNL	1 119	917
Infrastructures	1 805	1 793
Energie Services	660	655
SUEZ Environnement	1 121	1 039
Autres	(610)	(550)
TOTAL RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978

**DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS**

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	(1 391)	(1 484)
Energie Europe	(1 567)	(1 649)
Global Gaz & GNL	(1 202)	(1 113)
Infrastructures	(1 233)	(1 178)
Energie Services	(335)	(334)
SUEZ Environnement	(1 101)	(1 039)
Autres	(111)	(89)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(6 941)	(6 886)

CAPITAUX ENGAGES INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	27 823	30 263
Energie Europe	24 028	25 460
Global Gaz & GNL	4 967	5 639
Infrastructures	20 877	20 581
Energie Services	3 141	3 030
SUEZ Environnement	13 683	13 628
Autres	884	938
TOTAL CAPITAUX ENGAGES INDUSTRIELS	95 404	99 539

INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	12 947	2 513
Energie Europe	2 408	2 326
Global Gaz & GNL	710	656
Infrastructures	1 752	2 672
Energie Services	535	551
SUEZ Environnement	1 495	1 916
Autres	77	114
TOTAL INVESTISSEMENTS	19 923	10 748

En 2012, la ligne Energy International comprend le décaissement de 9 815 millions d'euros lié au rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «International Power»).



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.

En millions d'euros	Chiffre d'affaires		Capitaux engagés industriels	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
France	35 914	31 156	33 914	34 302
Belgique	11 110	11 817	3 943	4 010
Autres Union européenne	28 978	27 640	27 537	29 789
Autres pays d'Europe	1 040	1 676	1 426	1 691
Amérique du Nord	5 469	5 745	9 118	9 947
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 633	7 011	9 155	10 285
Amérique du Sud	4 951	4 673	10 091	9 297
Afrique	941	957	219	216
TOTAL	97 038	90 673	95 404	99 539

3.4 Réconciliation des indicateurs avec les états financiers

3.4.1 Réconciliation de l'EBITDA

La réconciliation de l'EBITDA au résultat opérationnel courant s'explique comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Résultat opérationnel courant	9 520	8 978
Dotations nettes aux amortissements et provisions	7 113	7 115
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	118	138
Charges nettes décaissées des concessions	275	294
EBITDA	17 026	16 525



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

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	99 617	103 346
(+) Goodwills	30 035	31 362
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France – SUEZ ⁽¹⁾	(11 592)	(11 832)
(-) Goodwill International Power ⁽¹⁾	(2 750)	(2 894)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	2 682	2 483
(+) Participations dans des entreprises associées	2 961	2 619
(+) Clients et autres débiteurs	25 034	23 135
(-) Appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	(800)	(567)
(+) Stocks	5 423	5 435
(+) Autres actifs courants et non courants	9 974	10 628
(+) Impôts différés	(10 421)	(11 659)
(-) Provisions	(17 698)	(16 183)
(+) Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés) ⁽¹⁾	1 336	1 156
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(19 481)	(18 387)
(+) Appels de marge ⁽¹⁾⁽²⁾	302	518
(-) Autres passifs	(19 219)	(19 623)
CAPITAUX ENGAGES INDUSTRIELS	95 404	99 539

(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.

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

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Investissements corporels et incorporels	9 177	8 898
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	103	1 745
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	60	1 327
(-) Paiement du dividende exceptionnel de International Power plc	-	(1 659)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	306	119
(+) Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	12	3
Acquisitions de titres disponibles à la vente	142	258
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	21	(60)
(+) Autres	1	(6)
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	10 125	(2 974)
(+) Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle	(24)	3 097
TOTAL INVESTISSEMENTS	19 923	10 748



NOTE 4 ELEMENTS DU RESULTAT OPERATIONNEL COURANT

4.1 Chiffre d'affaires

La répartition du chiffre d'affaires du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Ventes d'énergies	65 241	59 499
Prestations de services	29 750	28 953
Produits de location et contrats de construction	2 047	2 221
CHIFFRE D'AFFAIRES	97 038	90 673

En 2012, les produits de location et les produits des contrats de construction représentent respectivement 1 128 millions d'euros et 919 millions d'euros (contre 1 056 millions d'euros et 1 165 millions d'euros en 2011).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Avantages à court terme	(12 627)	(12 174)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(114)	(145)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(340)	(333)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(153)	(122)
CHARGES DE PERSONNEL	(13 234)	(12 775)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Dotations aux amortissements (cf. Notes 11 et 12)	(6 941)	(6 886)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(194)	(67)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	22	(163)
AMORTISSEMENTS, DEPRECIATIONS ET PROVISIONS	(7 113)	(7 115)

Les amortissements se répartissent notamment en 1 175 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 5 807 millions d'euros pour les immobilisations corporelles. Leur répartition par nature d'actif est présentée dans les Notes 11 «Immobilisations incorporelles» et 12 «Immobilisations corporelles».



NOTE 5 RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT OPERATIONNEL COURANT	9 520	8 978
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	109	(105)
Pertes de valeur	(2 474)	(532)
Restructurations	(342)	(189)
Effets de périmètre	155	1 514
Autres éléments non récurrents	165	18
RESULTAT DES ACTIVITES OPERATIONNELLES	7 133	9 684

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente un produit net de 109 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre une charge nette de 105 millions d'euros au 31 décembre 2011 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- L'évolution de la juste valeur des contrats d'achats et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture se traduit par un

produit net de 138 millions d'euros (contre une charge nette de 125 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ce produit résulte principalement de l'effet positif du déboucement des positions dont la valeur de marché était négative au 31 décembre 2011. Cet effet positif net est partiellement compensé par un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes.

- Le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie représente une charge de 29 millions d'euros (contre un produit de 20 millions d'euros au 31 décembre 2011).

5.2 Pertes de valeur

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Pertes de valeur :		
Goodwills	(294)	(61)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(1 899)	(332)
Actifs financiers	(212)	(212)
Participations dans les entreprises associées	(144)	-
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(2 549)	(605)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	67	45
Actifs financiers	8	28
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	75	73
TOTAL	(2 474)	(532)

Les pertes de valeur de 2 474 millions d'euros se répartissent essentiellement entre les branches GDF SUEZ Energie Europe (1 639 millions d'euros), GDF SUEZ Energy International (409 millions d'euros), la branche Autres (155 millions d'euros) et la branche Global Gaz & GNL (107 millions d'euros).

Après prise en compte des effets impôt liés à ces pertes de valeur, l'impact sur le résultat net 2012 de ces pertes de valeur nettes d'impôt s'élève à 1 973 millions d'euros.

5.2.1 Pertes de valeur sur goodwills

Au 31 décembre 2012, le Groupe a comptabilisé en application d'IFRS 5 une perte de valeur de 176 millions d'euros relative à la

participation dans SPP classée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés». Cette perte a été intégralement imputée sur le *goodwill* alloué à ce groupe d'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»). Les autres pertes de valeur comptabilisées sur 2012 ne sont pas individuellement significatives.

Au 31 décembre 2011, compte tenu de la situation économique de la Grèce et des incertitudes pesant sur l'évolution à moyen et long terme des conditions de ce marché, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 61 millions d'euros sur le *goodwill* alloué à l'UGT Energie - Europe du Sud.



5.2.2 Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles

Les pertes de valeur comptabilisées pour 1 899 millions d'euros au 31 décembre 2012 portent essentiellement sur des actifs de production thermique d'électricité de GDF SUEZ Energie Europe et de GDF SUEZ Energy International.

En Europe, le Groupe est actuellement confronté à un environnement économique particulièrement difficile qui affecte la compétitivité et la rentabilité de son portefeuille de centrales thermiques et plus particulièrement ses centrales à gaz. Les effets combinés de la stagnation de la demande d'électricité, de l'essor des énergies renouvelables et de la concurrence des centrales à charbon se traduisent par une diminution des prix de l'électricité et des niveaux de marge captés par les centrales à gaz.

Les tests de pertes de valeur réalisés dans cet environnement économique dégradé ont conduit le Groupe à comptabiliser des dépréciations sur les actifs suivants :

En millions d'euros	Localisation	Perte de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Pertes de valeur sur le parc de production d'électricité liées au contexte économique en Europe :		(1 268)		
Centrale thermique	Pays-Bas	(513)	Valeur d'utilité - DCF	8,8%
Centrales thermiques	Italie	(294)	Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Centrales thermiques	Royaume-Uni	(152)		
Centrale de pompage	Allemagne	(56)	Valeur d'utilité - DCF	8,1%
Centrale thermique	Grèce	(42)	Valeur d'utilité - DCF	11,1%
Autres centrales thermiques		(211)	Valeur d'utilité - DCF	11,3%
Autres pertes de valeur :		(631)		
Actifs du projet Nucléaire France	France	(100)		
Centrale en cours de construction	Allemagne	(90)		
Immeuble de bureaux	France	(60)	Juste valeur moins coûts de sortie	
Centrale au charbon	Etats-Unis	(45)	Valeur d'utilité - DCF	6,8%
Centrale thermique	Panama	(44)	Valeur d'utilité - DCF	8,6%
Licences d'exploration-production	Égypte/Lybie	(46)	Valeur d'utilité - DCF	14,2%/17%
Autres		(246)		
TOTAL DES PERTES DE VALEUR SUR IMMOBILISATIONS CORPORELLES ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES		(1 899)		

Au Pays-Bas, une perte de valeur de 513 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale thermique. La valeur d'utilité de cet actif de production a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie 2013-2016, approuvées par le Comité de Direction Groupe et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de cet actif. Les prévisions sur les prix de vente de l'électricité qui pourront être captées en période de pointe ont été déterminées à partir de la méthodologie Groupe décrite dans la Note 10.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT *goodwill*».

Un décalage d'un an de l'horizon de convergence vers les prix d'équilibre de l'électricité conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire totale de 31 millions d'euros sur cette centrale.

En Italie, une perte de valeur de 294 millions d'euros a été comptabilisée sur une partie du portefeuille d'actifs thermiques. La valeur d'utilité de ces actifs a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018, approuvés par le Comité de Direction Groupe, et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de ces actifs. La méthodologie appliquée par le Groupe pour déterminer les prix à moyen et long terme de l'électricité et le coût de revient marginal des actifs électriques est décrite dans la Note 10.3 «Tests de pertes de valeur sur les UGT *goodwill*».

Une variation des hypothèses clés suivantes, à savoir une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation combinée au décalage d'un an de l'horizon de convergence vers les prix d'équilibre de l'électricité conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire totale de 74 millions d'euros sur ces actifs thermiques.

Au Royaume-Uni, compte tenu des conditions de marché actuelles, le Groupe a décidé de fermer certaines centrales thermiques.

En Allemagne, une perte de valeur de 56 millions d'euros a été comptabilisée sur une centrale de pompage. La valeur d'utilité de cet actif a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie issues du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018, approuvés par le Comité de Direction Groupe, et au-delà de cet horizon, sur les projections de flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée de vie de cet actif. Les projections de flux de trésorerie post-2018 ont été calculées en appliquant un taux de croissance annuel de 2% sur le cash flow de l'année 2018 jusqu'à la date d'arrêt de l'installation. Une variation à la baisse de 10% des marges réalisées sur les ventes d'énergie n'aurait pas d'impact significatif sur la valeur recouvrable de cette centrale.



Prenant acte de la décision du Gouvernement français de ne pas lancer de nouveaux projets nucléaires en France sous le quinquennat actuel, le Groupe a donc déprécié des actifs s'y rapportant pour un montant total de 100 millions d'euros.

Par ailleurs en Allemagne, des problèmes techniques ont contraint le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 90 millions d'euros sur une centrale à charbon en cours de construction.

Le Groupe a comptabilisé une perte de valeur de 60 millions d'euros sur un immeuble de bureaux situé en France sur la base d'une évaluation réalisée par un expert indépendant.

Au 31 décembre 2011, le Groupe avait constaté des pertes de valeur essentiellement sur les actifs suivants :

- ▶ un actif de production d'électricité espagnol (perte de 120 millions d'euros) de GDF SUEZ Energie Europe, compte tenu de la persistance de conditions de marché difficiles en Espagne ;
- ▶ un actif de production d'électricité aux Etats-Unis (perte de 86 millions d'euros) de GDF SUEZ Energy International, suite à une succession de problèmes techniques ayant engendré une détérioration du taux de disponibilité de cet actif.

5.2.3 Pertes de valeur sur actifs financiers

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2012, nettes des reprises de pertes de valeur, s'élevaient à 204 millions d'euros. Ce montant comprend une perte de valeur de 84 millions d'euros constatée par le Groupe sur ses titres cotés Acea, sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2012 (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»). Les autres pertes de valeur constatées ne sont pas significatives individuellement.

Les pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2011, nettes des reprises de pertes de valeur, s'élevaient à 184 millions d'euros. Ce montant ne comprenait pas de perte de valeur individuellement significative.

L'examen et l'évolution des titres disponibles à la vente sont présentés en Note 15 «Instruments financiers» des présents états financiers.

5.2.4 Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises associées

Le test de perte de valeur pratiqué sur l'entreprise associée GASAG (Berliner Gaswerke) valorise la participation du Groupe de 31,6% dans l'opérateur gazier à 300 millions d'euros au 31 décembre 2012. Une perte de valeur de 144 millions d'euros a été comptabilisée afin d'aligner la valeur comptable sur cette valeur recouvrable.

Cette perte de valeur est notamment due à l'érosion des parts de marché de GASAG dans les activités de distribution de gaz du fait de la pression concurrentielle exercée par des fournisseurs alternatifs. La valeur d'utilité de cette participation a été calculée à partir des prévisions de flux de trésorerie qui se fondent sur le plan à moyen terme sur quatre ans, approuvé par le Directoire de GASAG, et au-delà de cet horizon, à partir d'une valeur terminale déterminée par application d'un taux de croissance de 2% au flux de trésorerie normatif de la dernière année des prévisions. Le taux d'actualisation appliqué à ces projections s'élève à 6,3%.

5.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de 342 millions d'euros au 31 décembre 2012, comprennent chez GDF SUEZ Energie Europe (136 millions d'euros) des coûts d'adaptation au contexte économique, dont notamment les coûts liés à la fermeture d'unités de production en Belgique, aux Pays-Bas et en Hongrie, ainsi que les coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltaic. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistre principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités espagnoles et par Degremont (essentiellement en France), ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intègrent également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Energie Services (53 millions d'euros).

Au 31 décembre 2011, les restructurations comprenaient chez GDF SUEZ Energy International (89 millions d'euros) des coûts liés à la mise en œuvre du rapprochement avec International Power et des synergies opérationnelles, ainsi que des coûts liés à l'adaptation au contexte économique aux Etats-Unis. Elles intégraient également des coûts d'adaptation au contexte économique chez SUEZ Environnement (40 millions d'euros) et chez GDF SUEZ Energie Services (37 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2012, ce poste comprend notamment les résultats réalisés sur la cession de 60% des activités d'énergies renouvelables au Canada (+ 136 millions d'euros), sur la cession des titres de la société intercommunale bruxelloise Sibelga (+ 105 millions d'euros) et de la société Eurawasser (+ 34 millions d'euros), ainsi que sur les opérations relatives à Breeze II (- 35 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2011, ce poste comprenait les résultats de la cession des titres GDF SUEZ LNG Liquefaction (+ 479 millions d'euros), EFOG (+ 355 millions d'euros), Noverco (+ 28 millions d'euros), G6 Rete Gas (- 38 millions d'euros), Bristol Water (+ 88 millions d'euros), ainsi que le résultat réalisé lors de la cession partielle des sociétés intercommunales wallonnes (+ 108 millions d'euros).

Il incluait également les effets de la réévaluation à la juste valeur des intérêts précédemment détenus dans les sociétés intercommunales flamandes (+ 425 millions d'euros) suite à la perte d'influence notable et à la comptabilisation de ces titres en tant que «Titres disponibles à la vente».

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2012, ce poste comprend notamment un produit de 233 millions d'euros qui correspond à la réduction de l'amende relative à la procédure «MEGAL», suite à la décision du Tribunal de l'Union européenne du 29 juin 2012 (cf. Note 27 «Litiges et concurrence»). Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2011, ce poste comprenait essentiellement une plus-value de 33 millions d'euros réalisée dans le cadre de la cession d'immobilisations corporelles chez SUEZ Environnement.

NOTE 6 RESULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(2 137)	191	(1 945)	(2 188)	243	(1 945)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(299)	210	(89)	-	-	-
Autres produits et charges financiers	(1 217)	494	(723)	(1 195)	535	(661)
RESULTAT FINANCIER	(3 652)	896	(2 756)	(3 383)	778	(2 606)

Afin de permettre une meilleure comparabilité de la rubrique «Coût de la dette nette» dans le temps, le Groupe présente désormais distinctement au sein de la rubrique «Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments dérivés» les effets non récurrents sur le résultat liés aux opérations de restructuration de la dette financière (remboursements anticipés) et aux débouclages anticipés d'instruments financiers dérivés. Les

effets résultat de ces opérations sont par ailleurs exclus de l'indicateur «Résultat net récurrent part du Groupe» (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

L'information comparative 2011 n'a pas été retraitée car les incidences de ces opérations de restructuration de la dette financière sur le compte de résultat de l'exercice 2011 étaient négligeables.

6.1 Coût de la dette nette

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

En millions d'euros	Charges	Produits	Total	
			31 déc. 2012	31 déc. 2011
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures (coupons/ ICNE)	(2 464)	-	(2 464)	(2 511)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(38)	-	(38)	(57)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur ⁽¹⁾	-	-	-	5
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	191	191	238
Coûts d'emprunts capitalisés	365	-	365	379
COÛT DE LA DETTE NETTE	(2 137)	191	(1 945)	(1 945)

(1) Élément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le coût de la dette nette reste stable entre 2011 et 2012. L'effet lié à l'augmentation de l'encours moyen de la dette brute (cf. Note 15.3.

«Endettement financier net») par rapport à l'exercice 2011 est compensé par la baisse des taux d'intérêts.



6.2 Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés

Les principaux impacts des opérations de restructuration se décomposent comme suit :

En millions d'euros	Charges	Produits	Total 31 déc. 2012	31 déc. 2011
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(234)	210	(24)	-
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(234)	-	(234)	-
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés au 31 décembre 2011	-	210	210	-
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(65)	-	(65)	-
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(65)	-	(65)	-
RESULTAT DES OPERATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DENOUEMENTS ANTICIPES D'INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ⁽¹⁾	(299)	210	(89)	-

(1) Elément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice au débouclage anticipé de swaps de fixation de taux USD. Les soultes payées s'élèvent à - 213 millions d'euros et l'effet sur le compte de résultat s'établit à - 25 millions d'euros, compte tenu de la juste valeur négative de cet instrument dérivé non qualifié de couverture (- 188 millions d'euros) au 31 décembre 2011. Ce décaissement de 213 millions d'euros est présenté sur la ligne «Flux sur instruments financiers dérivés de

couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés» du tableau de flux de trésorerie.

Par ailleurs, le poste «Charges sur opérations de refinancement anticipé» comprend l'impact résultat de - 39 millions d'euros lié au rachat de l'émission obligataire «High Yield Bond» porté par International Power Finance Ltd (cf. Note 15.3.2 «Description des principaux événements de la période»).

6.3 Autres produits et charges financiers

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture ⁽¹⁾	(214)	(189)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	(16)	(68)
Désactualisation des provisions	(866)	(845)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(92)	(83)
Autres charges financières	(29)	(10)
TOTAL	(1 217)	(1 195)
Autres produits financiers		
Rendement attendu sur actifs de couverture de pension	238	248
Produits des titres disponibles à la vente	123	140
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	58	69
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	47	51
Autres produits financiers	30	28
TOTAL	494	535
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(723)	(661)

(1) Elément exclu du résultat net récurrent (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).



Le poste «Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture» non compris dans l'endettement net au 31 décembre 2012 comprend notamment une charge de 160 millions d'euros au titre de la variation de juste valeur de l'instrument dérivé correspondant à la composante optionnelle de l'obligation convertible en actions International Power plc libellée en dollars américains (contre une variation presque nulle à fin 2011). L'augmentation de

la juste valeur de cet instrument dérivé s'explique principalement par les termes de l'offre de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «International Power»). Cet instrument dérivé a été décomptabilisé (par contrepartie capitaux propres) au cours du troisième trimestre 2012 suite à la conversion de ces obligations en actions International Power plc (cf. Note 2.1 «International Power»).

NOTE 7 IMPOTS

7.1 Charge d'impôt dans le compte de résultat

7.1.1 Ventilation de la charge d'impôt dans le compte de résultat

La charge d'impôt comptabilisée en résultat de l'exercice s'élève à 2 054 millions d'euros (contre 2 119 millions d'euros en 2011). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Impôt exigible	(2 530)	(1 647)
Impôt différé	475	(473)
CHARGE TOTALE D'IMPOT COMPTABILISEE EN RESULTAT	(2 054)	(2 119)



7.1.2 Charge d'impôt théorique et charge d'impôt comptabilisée

La réconciliation entre la charge d'impôt théorique du Groupe et la charge d'impôt effectivement comptabilisée est présentée dans le tableau suivant :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Résultat net	2 755	5 420
• Part dans les entreprises associées	433	462
• Impôt sur les bénéfices	(2 054)	(2 119)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	4 377	7 078
<i>Dont sociétés françaises intégrées</i>	1 278	640
<i>Dont sociétés étrangères intégrées</i>	3 099	6 438
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	36,1%	36,1%
CHARGE D'IMPOT THEORIQUE (C) = (A) X (B)	(1 580)	(2 555)
Éléments de réconciliation entre la charge d'impôt théorique et la charge d'impôt comptabilisée :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères ^(a)	(215)	94
Différences permanentes ^(b)	(255)	(80)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(c)	603	758
Compléments d'impôt ^(d)	(771)	(491)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles	(317)	(320)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	223	80
Effet des changements de taux d'impôt ^(e)	(18)	(45)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(f)	237	435
Autres	39	7
CHARGE D'IMPOT INSCRITE AU COMPTE DE RESULTAT	(2 054)	(2 119)

(a) Cet effet provient de l'accroissement significatif des bénéfices réalisés dans des pays à taux d'imposition élevé (notamment les bénéfices des entités d'Exploration & Production) et des pertes réalisées dans certains pays à taux d'imposition plus faible.

(b) Comprend les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France conformément à la Loi de Finances rectificative de 2012 ainsi que la hausse des pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill.

(c) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit au Luxembourg, en Belgique et dans d'autres pays, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande et au Brésil, ainsi que l'effet des résultats non taxés des réévaluations des intérêts précédemment détenus (ou conservés) dans le cadre des acquisitions et changements de méthode de consolidation présentées dans la Note 5.4 «Effets de périmètre».

(d) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes et les retenues à la source sur les dividendes et intérêts appliquées dans plusieurs juridictions fiscales, la contribution nucléaire mise à la charge des exploitants d'électricité d'origine nucléaire en Belgique (212 millions d'euros au titre de 2011 et 489 millions d'euros au titre de 2012), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux sur les sociétés.

(e) Comprend notamment l'effet de l'augmentation du taux d'impôt des activités d'exploration-production au Royaume-Uni en 2011 (passage de 50% à 62%), l'effet de la diminution du taux d'impôt des autres activités au Royaume-Uni en 2011 et 2012 (passage de 27% à 25% en 2011 et ensuite de 25% à 23% en 2012) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (impact du montant de la contribution exceptionnelle de 5% pour les versements de différences temporelles intervenant en 2013 et 2014), au Chili (passage de 17% à 20%) et en Slovaquie (passage de 19% à 23%).

(f) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni et en France.



En 2011, le taux de l'impôt sur les sociétés en France a été porté à 36,10% (contre 34,43% en 2010) pour les sociétés dont le chiffre d'affaires dépasse 250 millions d'euros. Ce taux résulte de l'instauration d'une contribution exceptionnelle de 5% applicable au titre des exercices 2011 et 2012. Cette mesure a été prolongée en décembre 2012 pour deux exercices supplémentaires, soit jusqu'en 2014.

Pour les sociétés françaises, les différences temporelles dont le reversement est planifié après 2014 continuent d'être valorisées au taux de 34,43%.

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

En millions d'euros	Impacts résultat	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	639	156
Engagements de retraite	42	(60)
Provisions non déduites	41	177
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(9)	(45)
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(308)	127
Autres	64	(547)
TOTAL	469	(192)
Impôts différés passifs :		
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(28)	(282)
Provisions à caractère fiscal	50	(75)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	82	(151)
Autres	(98)	227
TOTAL	6	(281)
PRODUITS/(CHARGES) D'IMPOT DIFFERE	475	(473)

7.2 Produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global»

Les produits et charges d'impôt différé comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», ventilés par composantes, sont présentés ci-après :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers disponibles à la vente	(26)	(9)
Ecart actuariels	234	247
Couverture d'investissement net	30	37
Couverture de flux de trésorerie	273	(97)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIEES	510	178
Quote-part des entreprises associées	8	30
TOTAL	518	208



7.3 Impôts différés dans l'état de situation financière

7.3.1 Variation des impôts différés

La variation des impôts différés constatés dans l'état de situation financière, après compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés, se ventile de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2011	1 379	(13 038)	(11 659)
Effet résultat de la période	469	6	475
Effet autres éléments du résultat global	393	156	548
Effet périmètre	(30)	53	23
Effet change	(17)	(80)	(97)
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(51)	369	318
Autres effets	(435)	406	(29)
Effet de présentation nette par entité fiscale	(170)	170	-
AU 31 DECEMBRE 2012	1 537	(11 959)	(10 421)

7.3.2 Analyse par catégorie de différence temporelle de la position nette d'impôts différés présentée dans l'état de situation financière (avant compensation par entité fiscale des actifs et passifs d'impôts différés)

<i>En millions d'euros</i>	Position de clôture	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	2 464	1 835
Engagements de retraite	1 660	1 404
Provisions non déduites	668	956
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 007	1 321
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 299	1 283
Autres	876	849
TOTAL	7 974	7 648
Impôts différés passifs :		
Ecart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(16 388)	(16 714)
Provisions à caractère fiscal	(249)	(334)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 114)	(1 194)
Autres	(644)	(1 065)
TOTAL	(18 395)	(19 307)
IMPOTS DIFFERES NETS	(10 421)	(11 659)

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 2 464 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 1 835 millions d'euros au 31 décembre 2011). Comme au 31 décembre 2011, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires des intégrations fiscales GDF SUEZ SA et SUEZ Environnement Company.

Concernant :

- ▶ le groupe d'intégration fiscale «International Power North America», le Groupe estime que les reports déficitaires seront intégralement utilisés sur un horizon de 10 années ;

- ▶ le groupe d'intégration fiscale SUEZ Environnement Company, le management considère que le groupe d'intégration fiscale pourra consommer l'intégralité des impôts différés actifs comptabilisés sur déficits reportables à horizon du plan à moyen terme (à hauteur d'environ 45%) ou au-delà.

En dehors de ces deux entités fiscales, les impôts différés actifs comptabilisés au titre des reports déficitaires sont justifiés par l'existence de différences temporelles taxables suffisantes et/ou par des prévisions d'utilisation de ces déficits sur la période couverte par le plan à moyen terme (2013 – 2018) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2012, l'effet impôt relatif aux reports déficitaires et crédits d'impôt reportables en avant non utilisés et non comptabilisés dans l'état de situation financière s'élève à 1 245 millions d'euros (versus 1 112 millions d'euros en 2011). La grande majorité de ces déficits reportables non comptabilisés est portée par des sociétés situées dans des pays qui permettent leur utilisation illimitée dans le temps (essentiellement en Belgique, en France, au Luxembourg et en Australie). Ces déficits reportables n'ont pas donné lieu à la comptabilisation d'impôts différés faute de perspectives bénéficiaires suffisantes à moyen terme.

L'effet impôt des autres différences temporelles déductibles non comptabilisées dans l'état de situation financière s'élève à 230 millions d'euros en 2012 comparés à 238 millions d'euros en 2011.

7.4.2 Impôts différés non comptabilisés au titre des différences temporelles taxables liées à des participations dans des filiales, coentreprises et entreprises associées

Aucun impôt différé passif significatif n'a été comptabilisé au titre des différences temporelles pour lesquelles le Groupe est en mesure de contrôler la date à laquelle la différence temporelle s'inversera, et dans la mesure où il est probable que cette différence ne s'inversera pas dans un avenir prévisible.

NOTE 8 RESULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE

Le résultat net récurrent part du Groupe est un indicateur financier utilisé par le Groupe dans sa communication financière afin de présenter un résultat net part du Groupe ajusté des éléments présentant un caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent.

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- ▶ l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant» (ROC) et le «Résultat des activités opérationnelles» (RAO) à savoir les rubriques «Mark-to-Market sur instruments financiers à caractère opérationnel», «Pertes de valeur», «Charges de restructurations», «Effets de périmètre» et «Autres éléments non récurrents». Ces rubriques sont définies dans la Note 1.4.17 «Résultat opérationnel courant (ROC)» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012 ;
- ▶ les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes

réglées sur dénouement d'instruments financiers dérivés, les variations de juste valeur des instruments dérivés qui ne sont pas qualifiés de couverture selon IAS 39, ainsi que la part inefficace des instruments financiers dérivés qualifiés de couverture ;

- ▶ les effets impôt relatifs aux éléments décrits ci-dessus, déterminés en utilisant le taux d'impôt normatif applicable à l'entité fiscale concernée ;
- ▶ la charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique, dont le Groupe conteste la légalité ;
- ▶ la quote-part de résultat non récurrent comprise dans la rubrique «Quote-part de résultat des entreprises associées». Les éléments éligibles à cet ajustement correspondent aux natures de retraitement présentées ci-avant.



La réconciliation entre le résultat net et le résultat net récurrent part du Groupe est la suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Note	31 déc. 2012	31 déc. 2011
RESULTAT NET PART DU GROUPE		1 550	4 003
Résultat net part des participations ne donnant pas le contrôle		1 205	1 418
RESULTAT NET		2 755	5 420
Rubriques du passage ROC - RAO		2 387	(706)
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	5.1	(109)	105
<i>Pertes de valeur</i>	5.2	2 474	532
<i>Restructurations</i>	5.3	342	189
<i>Effets de périmètre</i>	5.4	(155)	(1 514)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	5.5	(165)	(18)
Autres éléments hors RAO retraités		65	144
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	6.2	89	-
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	6.3	214	184
<i>Impôt sur les éléments non récurrents</i>		(544)	(176)
<i>Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique</i>		274	118
<i>Part non récurrente du résultat des entreprises associées</i>	13.1	32	18
RESULTAT NET RECURRENT		5 208	4 858
Résultat net récurrent part des participations ne donnant pas le contrôle		1 377	1 403
RESULTAT NET RECURRENT PART DU GROUPE		3 831	3 455

NOTE 9 RESULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Numérateur (en millions d'euros) :		
Résultat net part du Groupe	1 550	4 003
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power	(21)	(19)
Résultat net part du Groupe dilué	1 529	3 984
Dénominateur (en millions d'actions) :		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 271	2 235
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	12	9
• Plans d'options de souscription et d'achat d'actions réservés aux salariés	-	3
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUE	2 284	2 247
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	0,68	1,79
Résultat net part du Groupe par action dilué	0,67	1,77



Conformément aux prescriptions d'IAS 33, les résultats par action de l'exercice 2011 ont été retraités afin de tenir compte des actions créées en 2012 dans le cadre des paiements de dividendes en action intervenus en mai et octobre 2012.

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les obligations convertibles en action International Power plc, les plans d'actions gratuites et d'actions de performance en titres GDF SUEZ décrits dans la Note 24.3 «Actions gratuites et actions de performance» ainsi que les plans de stock-options, décrits dans la Note 24.1 «Plans de stock-options», dont le prix d'exercice est inférieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ (le cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ s'est élevé à 18,3 euros en 2012 et 24,2 euros en 2011).

Il n'a pas été tenu compte, dans le calcul du résultat net dilué par action, des plans d'options de souscription attribués aux salariés dont le prix d'exercice est supérieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ.

En ce qui concerne l'exercice 2012, les plans de stock-options attribués en 2005, 2007, 2008 et 2009 sont exclus du calcul du résultat dilué par action du fait de leur effet relatif. Les plans de stock-options attribués en 2007, 2008 et 2009 étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2011 du fait de leur effet relatif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2012 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 10 GOODWILLS

10.1 Evolution de la valeur comptable

En millions d'euros	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
Au 31 décembre 2010	28 332	(399)	27 933
Pertes de valeur		(61)	
Variations de périmètre et Autres	3 343	23	
Ecart de conversion	107	17	
Au 31 décembre 2011	31 782	(420)	31 362
Pertes de valeur		(118)	
Variations de périmètre	(594)	-	
Autres variations	(336)	-	
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(263)	-	
Ecart de conversion	(12)	(4)	
AU 31 DECEMBRE 2012	30 577	(542)	30 035

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012 proviennent essentiellement des décomptabilisations de *goodwill* consécutives au changement de méthode de consolidation de Senoko (406 millions d'euros), à la cession partielle des activités d'énergies renouvelables au Canada (140 millions d'euros), et à la cession de l'intercommunale bruxelloise Sibelga (62 millions d'euros). Ces opérations et changements de méthode de consolidation sont décrites dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

La diminution de 336 millions d'euros de la valeur comptable des *goodwill*, figurant sur la ligne «Autres variations», provient principalement de :

- ▶ la finalisation de la comptabilité d'acquisition sur les activités de stockage en Allemagne acquises en 2011 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre») ;
- ▶ la diminution de la juste valeur du passif financier relatif à l'obligation d'achat (*put*) consentie par le Groupe sur les participations ne donnant pas le contrôle dans La Compagnie du Vent, dont la contrepartie est comptabilisée en *goodwill* en application des principes comptables du Groupe (cf. Note 15.2.4 «Autres passifs financiers» et Note 1.4.11.2 «Passifs financiers»).

La ligne «Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente» comprend le *goodwill* alloué aux activités SPP destinées à être cédées (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Les pertes de valeur comptabilisées pour 118 millions d'euros au 31 décembre 2012 ne comprennent pas de montant individuellement significatif.

L'augmentation du montant de *goodwill* dans l'état de situation financière au 31 décembre 2011 provenait essentiellement du *goodwill* de 2 822 millions d'euros généré dans le cadre de l'acquisition du groupe International Power, du *goodwill* provisoire de 566 millions d'euros dégagé dans le cadre de l'acquisition des activités de stockage en Allemagne et de l'acquisition de Ne Varietur (GDF SUEZ Energie Services) pour 129 millions d'euros. Ces augmentations étaient en partie compensées par la sortie de *goodwill* de 209 millions d'euros consécutive à la cession partielle des intercommunales wallonnes et à la perte d'influence notable dans les intercommunales flamandes.

A l'issue des tests de pertes de valeur annuels 2011 sur les UGT *goodwill*, le Groupe avait comptabilisé une perte de valeur de 61 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT Energie – Europe du Sud.



10.2 Principales UGT goodwill

10.2.1 Adaptation des UGT goodwill à la nouvelle organisation opérationnelle du Groupe

Suite à la mise en place au 1^{er} janvier 2012 de la nouvelle organisation opérationnelle dans les métiers de l'énergie en Europe et à la redéfinition du périmètre de GDF SUEZ Global Gaz & GNL (cf. Note 3.1 «Secteurs opérationnels»), le Groupe a procédé au réexamen des niveaux de regroupements d'unités génératrices de trésorerie («UGT goodwill») auxquels doivent être affectés les *goodwills* des activités Energie Europe et Global Gaz & GNL.

Sur la zone Central Western Europe (CWE) constituée par la France, le Benelux et l'Allemagne, la branche a mis en place une nouvelle organisation opérationnelle et managériale lui permettant de répondre aux enjeux induits par l'unification des marchés de l'énergie sur cette zone, dont les réseaux sont désormais très largement interconnectés. Cette nouvelle organisation se traduit par une gestion opérationnelle centralisée et mutualisée des activités gaz et électricité sur cette zone.

En conséquence, le Groupe a regroupé au sein de l'UGT Energie – Central Western Europe, les activités incluses jusqu'au 31 décembre 2011 au sein des UGT suivantes :

- ▶ UGT Energie – France pour les activités de production d'électricité, de commercialisation de gaz, d'électricité et des services associés en France, ainsi que pour les solutions d'éco-confort dans l'habitat ;
- ▶ UGT Energie – Benelux & Allemagne pour les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité du Groupe en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne ;
- ▶ UGT Midstream/Downstream pour les activités de *trading*, d'approvisionnement en gaz du Groupe au travers des contrats d'approvisionnement et du recours aux marchés organisés (hors chaîne de valeur du GNL), ainsi que pour les activités de commercialisation des offres d'énergie et de services énergétiques associés auprès des très grands clients du Groupe en Europe.

Suite à cette réorganisation, la totalité des *goodwills* portés au 31 décembre 2011 par les UGT Energie – France et Energie – Benelux & Allemagne (soit respectivement 2 906 millions d'euros et

7 536 millions d'euros), ainsi qu'une partie du *goodwill* de l'ex-UGT Midstream/Downstream, à hauteur de 2 196 millions d'euros, ont été alloués à l'UGT Energie – Central Western Europe.

Au 31 décembre 2012, le montant de *goodwill* porté par cette nouvelle UGT «Central Western Europe» s'élève ainsi à 12 352 millions d'euros.

Les activités de GDF SUEZ Energie Europe situées en dehors de la plaque «Central Western Europe» sont testées au sein des mêmes UGT *goodwill* qu'en 2011, à savoir :

- ▶ UGT Energie – Europe de l'Est pour les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité en Pologne, en Roumanie et en Hongrie ;
- ▶ UGT Energie – Europe du Sud pour les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Italie et en Grèce ;
- ▶ UGT Energie – Ibérie pour les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Espagne et au Portugal.

GDF SUEZ Global Gaz & GNL était organisée jusqu'au 31 décembre 2011 en deux UGT : l'UGT Exploration-Production, regroupant les activités de prospection, de développement et d'exploitation de champs pétroliers et gaziers ; l'UGT Midstream/Downstream, regroupant les activités «approvisionnement gaz», «ventes grands comptes», ainsi que les activités de la «chaîne de valeur du GNL».

Le transfert des activités «approvisionnement gaz» et «ventes grands comptes» à GDF SUEZ Energie Europe a conduit le Groupe à redéfinir les missions et le modèle économique de GDF SUEZ Global Gaz & GNL. Depuis le 1^{er} janvier 2012, la branche s'est ainsi recentrée sur un métier unique, «l'amont gazier», comprenant les opérations d'exploration-production et les activités GNL. Ce recentrage ainsi que le suivi globalisé de la performance de cet «amont gazier» ont conduit le Groupe à regrouper les activités «exploration-production» et «chaîne de valeur du GNL» au sein d'une seule UGT *goodwill* «GDF SUEZ Global Gaz & GNL», correspondant au secteur opérationnel IFRS 8. La totalité du *goodwill* porté au 31 décembre 2011 par l'UGT Exploration-Production (soit 62 millions d'euros), ainsi que le *goodwill* de 2 100 millions d'euros de l'ex UGT Midstream/Downstream alloué aux activités GNL, ont été affectés à cette nouvelle UGT.

Les tests de perte de valeur menés en 2012 sur ces nouvelles UGT *goodwill* ont mis en évidence une valeur recouvrable supérieure à leur valeur comptable.



10.2.2 Présentation des principales UGT goodwill

La répartition des *goodwills* par UGT *goodwill* est la suivante :

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2012	31 déc. 2011
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Energie - Central Western Europe ⁽²⁾	Energie Europe	12 352	12 638
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL ⁽²⁾	Global Gaz & GNL	2 162	2 162
Stockage	Infrastructures	1 794	1 359
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Energy – Amérique du Nord	Energy International	1 450	1 627
Energy – Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	678	663
Transport France	Infrastructures	614	614
Energy – Asie	Energy International	423	820
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT A 600 MILLIONS D'EUROS)		6 553	7 470
TOTAL		30 035	31 362

(1) Les UGT *goodwill* dites significatives correspondent aux UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% du montant total du *goodwill* Groupe.

(2) Les montants de *goodwill* au 31 décembre 2011 ont été retraités selon le nouveau périmètre des UGT *goodwill* en vigueur au 31 décembre 2012.

10.3 Tests de pertes de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe et, au-delà de cette période, d'une extrapolation des flux de trésorerie.

Les projections de flux de trésorerie sur la période couverte par le plan d'affaires à moyen terme ainsi que les extrapolations au-delà de cette période sont établies à partir d'hypothèses macroéconomiques (inflation, change, taux de croissance) et, pour les métiers de l'énergie, à partir des éléments suivants :

- ▶ des prix de marché sur l'horizon liquide («prix *forward*») concernant les prix des combustibles (charbon, pétrole, gaz), le prix du CO₂ et le prix de l'électricité sur les différents marchés ;
- ▶ au-delà de cet horizon liquide, à partir d'hypothèses moyen et long terme concernant l'évolution du prix de ces combustibles, la demande de gaz et d'électricité et des prix de l'électricité. Les projections de prix de l'électricité s'appuient sur une analyse économique prospective de l'évolution des équilibres entre l'offre et la demande d'électricité.

Les hypothèses à moyen et long terme utilisées par le Groupe sont cohérentes avec les données et analyses fournies par des études externes.

Les taux d'actualisation retenus correspondent à un coût moyen pondéré du capital ajusté afin de tenir compte des risques métiers, pays et devises liés à chaque UGT *goodwill* examinée. Ils sont fonction

d'un taux de marché sans risque et d'une prime de risque pays. Les taux d'actualisation retenus sont cohérents avec les sources externes d'informations disponibles. Les taux, après impôts, retenus en 2012 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 4,8% et 17% alors qu'ils étaient compris entre 5,2% et 13,6% en 2011. Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des huit principales UGT *goodwills* sont présentés dans les sections ci-après 10.3.1 «UGT significatives» et 10.3.2 «Autres UGT importantes».

10.3.1 UGT significatives

Cette section présente la méthode de détermination de la valeur d'utilité, les hypothèses clés sous-tendant la valorisation, ainsi que les analyses de sensibilité concernant les tests de perte de valeur des UGT dont le montant de *goodwill* représente plus de 5% de la valeur totale des *goodwills* du Groupe au 31 décembre 2012.

Goodwill affecté à l'UGT Energie - Central Western Europe («CWE»)

Le montant total des *goodwills* affectés à cette UGT s'élève à 12 352 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Central Western Europe regroupe les activités d'approvisionnement, négoce et commercialisation de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en France, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe, et des taux d'actualisation compris entre 6,5% et 9%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production (parcs éoliens, centrales hydroélectriques, centrales nucléaires, centrales thermiques). Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.



Les prévisions de flux de trésorerie des activités électriques et gazières sur la zone CWE reposent sur un nombre important d'hypothèses clés telles que les valeurs assignées aux prix à long terme des combustibles, du CO₂, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, les perspectives futures des marchés, les prévisions de besoins de nouvelles capacités de production ainsi que l'évolution du cadre

régulateur (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique) et de la réglementation tarifaire sur les marchés de l'énergie en Europe. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

Les valeurs terminales des principales activités contributrices ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses valeurs terminales
Production d'électricité France	Extrapolation des flux de trésorerie sur la durée d'utilité des actifs et des contrats sous-jacents
Approvisionnement et négoce de gaz naturel, activités de trading	Valeur de sortie appliquée au dernier flux 2018 avec un taux de croissance long terme de 2%
Production d'électricité Benelux et Allemagne	Extrapolation des flux de trésorerie jusqu'en 2025 puis application d'une valeur de sortie

Les projections de prix de vente de l'électricité utilisées sur la période du plan d'affaires à moyen terme (post horizon liquide) et pour l'extrapolation des flux de trésorerie au-delà de 2018 (dernière année du plan d'affaires) reposent sur les modèles fondamentaux à long terme d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité sur la plaque CWE et sur une hypothèse de convergence progressive vers un niveau de prix permettant de couvrir les coûts d'investissement et les coûts marginaux de fonctionnement du nouvel entrant. Les prévisions de prix d'électricité moyen-long terme qui en résultent sont en ligne avec les trajectoires fournies par les études externes.

Concernant le parc de production d'électricité, les réacteurs des unités de Doel 3 et Tihange 2 ont été mis à l'arrêt en 2012 suite à la détection d'indications dans les cuves de ces réacteurs. Electrabel a remis en décembre 2012 à l'Agence Fédérale de Contrôle Nucléaire (AFCN) un dossier et les études préparés par une équipe multidisciplinaire assistée par des experts nationaux et internationaux, démontrant que l'intégrité structurelle des cuves répond à tous les critères de sûreté, pour chacune des indications détectées et en tenant compte de marges significatives. L'AFCN a communiqué le 15 janvier 2013 et le 1^{er} février 2013 sur le dossier de justification fourni par Electrabel. L'AFCN estime qu'un redémarrage est envisageable mais demande des éléments complémentaires à Electrabel. Dans ce contexte, le Groupe prévoit un redémarrage de ces deux unités en 2013.

Hypothèses sur le cadre réglementaire et tarifaire

- ▶ En France, les prévisions de flux de trésorerie relatives aux activités de distribution de gaz naturel tiennent compte d'une application pleine et entière des dispositions du contrat de service public du 23 décembre 2009 en matière d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France (cf. Note 25.1.1. «Relations avec l'Etat français»).
- ▶ En Belgique, le Conseil des Ministres a annoncé, suite à ses réunions des 4 et 20 juillet 2012, un ensemble de décisions relatives au marché de l'électricité. En particulier, le gouvernement belge a confirmé le calendrier suivant, tout en supprimant la possibilité prévue par l'article 9 de la Loi de 2003 sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire de déroger au calendrier de sortie du nucléaire par un simple arrêté royal :
 - les réacteurs de Doel 1 et Doel 2 seront fermés en 2015 tandis que la durée d'exploitation de Tihange 1 sera prolongée de 10 ans jusqu'en 2025, selon des modalités dites de «mise à disposition» restant encore à détailler ;

- les réacteurs de Doel 3, Tihange 2 et Tihange 3/Doel 4 fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025.

A ce stade, les contenus et implications de la plupart de ces annonces demeurent imprécis, tant du point de vue du schéma énergétique général que des conditions d'exploitation et d'application des mécanismes envisagés. En conséquence, le Groupe n'a pas modifié sa vision industrielle et considère notamment qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. La valeur de sortie calculée en 2025 pour les activités de production belges intègre donc une production d'origine nucléaire pour une capacité équivalente à celle des quatre réacteurs Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.

Concernant les réacteurs de Doel 1 et 2, le Groupe considère que le gouvernement belge, par ces décisions, ne respecte pas le protocole d'accord conclu en octobre 2009, lequel comprend des engagements fermes et réciproques qui lient les parties, notamment en ce qui concerne la prolongation de la durée de vie des centrales Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 pour une durée de dix ans. Cependant, tout en contestant cette mesure, le Groupe détermine la valeur d'utilité de l'UGT *goodwill* en tenant compte d'une fermeture des unités de Doel 1 et 2 en 2015 mais également d'un principe de partage de valeur pour les unités bénéficiant d'une prolongation de la part du gouvernement.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 70% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 56% sur ce calcul.

L'impact d'une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur la valeur recouvrable aurait un impact négatif de 14% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh aurait quant à elle un impact positif de 14% sur ce calcul.



Enfin, différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'origine nucléaire en Belgique :

- ▶ la prolongation de 10 ans de la durée de vie des réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3, suivie de la disparition de toute composante nucléaire, aurait un impact négatif de 64% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable ;
- ▶ la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille après 40 ans d'exploitation du parc actuel, aurait un impact fortement détériorant sur le résultat du test, la valeur recouvrable devenant inférieure à la valeur comptable. Dans ce *scenario*, le risque de dépréciation s'élèverait environ à 1 200 millions d'euros au 31 décembre 2012, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de dépréciation.

Goodwill affecté à l'UGT Distribution

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 4 009 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Distribution regroupe les activités de distribution de gaz en France.

La valeur d'utilité de l'UGT Distribution a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,2%. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2018. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, actualisés à un taux égal au taux de rémunération avant impôt garanti par le régulateur.

Les projections de flux de trésorerie sont établies à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel dit «tarif ATRD 4» entré en vigueur le 1^{er} juillet 2012 pour une période de quatre ans, ainsi que du niveau global des investissements accepté par la CRE dans le cadre de sa décision sur le tarif ATRD 4.

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

Goodwill affecté à l'UGT Global Gaz & GNL

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 2 162 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Global Gaz & GNL regroupe les activités amont de la chaîne de valeur du gaz naturel.

La valeur d'utilité a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Pour les activités GNL, la valeur terminale correspond à une valeur de sortie déterminée en appliquant un taux de croissance long terme de 2,5% au flux de trésorerie de la dernière année du plan d'affaires à moyen terme approuvé par le Comité de Direction Groupe. Ce taux de croissance de 2,5% comprend l'effet de l'inflation à hauteur de 2% et l'effet de l'augmentation attendue des volumes de GNL sur le long terme à hauteur de 0,5%. Cette hypothèse de croissance

à long terme est largement corroborée par des études externes et les prévisions des autres acteurs de marché. Le taux d'actualisation appliqué s'élève à 9,3%.

La valeur d'utilité des actifs d'Exploration-Production, en phase de développement ou de production, est déterminée à partir d'un horizon de projections correspondant à la durée de vie des réserves prouvées développées sous-jacentes.

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, ainsi que les perspectives futures des marchés. Les valeurs retenues reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés. Les projections utilisées pour les prix du pétrole et du gaz naturel sont en ligne avec le consensus établi à partir d'un panel de plusieurs études externes. Les taux d'actualisation appliqués sont compris entre 9% et 17% et diffèrent essentiellement en fonction des primes de risque attribuées aux pays dans lesquels le Groupe opère.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 14,9% sur l'excédent de la valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un effet positif de 16% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des cours des hydrocarbures utilisés aurait un impact négatif de 23% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 20% sur ce calcul.

Une diminution de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé pour la détermination de la valeur terminale des activités GNL aurait un impact négatif de 7% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 0,5% du taux de croissance long terme utilisé aurait quant à elle un impact positif de 9% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Stockage

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 794 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'UGT Stockage regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni.

La valeur d'utilité de l'UGT Stockage a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2013 et du plan d'affaires à moyen terme 2014-2018 approuvés par le Comité de Direction Groupe. La valeur terminale pour la période au-delà de ces six ans est déterminée par application d'un taux de croissance de 1,8% au flux de trésorerie normatif de la dernière année des prévisions. Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions sont compris entre 6,6% et 6,9%.

Les hypothèses clés comprennent notamment les prévisions de réservation de capacités, l'horizon de corrélation entre les prix du gaz et du pétrole, les perspectives futures des marchés et en particulier l'évolution de la demande de gaz à moyen terme en Europe, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent les meilleures estimations des prix de marché et de l'évolution future attendue de ces marchés.



Une diminution de 5% des ventes de capacités de stockage sur la durée du plan d'affaires à moyen terme et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale aurait un impact négatif de 81% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une augmentation de 5% des ventes de capacités de stockage sur la durée du plan d'affaires à moyen terme aurait un impact positif de 81% sur ce calcul.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 99% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable, la valeur recouvrable demeurant toutefois supérieure à la valeur comptable. Une diminution de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait quant à elle un impact positif de 121% sur ce calcul.

10.3.2 Autres UGT importantes

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

UGT	Secteur opérationnel	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
Energy - Amérique du Nord	Energy International	DCF	5,2% - 9,3%
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	DCF + DDM	5,5% - 9,2%
Transport France	Infrastructures	DCF	5,5%
Energy - Asie	Energy International	DCF + DDM	7,4% - 15,1%

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

10.4 Répartition sectorielle

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Energy International	3 653	4 281
Energie Europe	13 030	13 642
Global Gaz & GNL	2 162	2 162
Infrastructures	6 574	6 705
Energie Services	1 357	1 325
SUEZ Environnement	3 257	3 246
TOTAL	30 035	31 362



NOTE 11 IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

11.1 Variation des immobilisations incorporelles

<i>En millions d'euros</i>	Droits incorporels sur contrats de concession	Droits de capacité	Autres	Total
VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2010	5 304	2 424	11 251	18 979
Acquisitions	369	-	606	975
Cessions	(16)	-	(75)	(91)
Ecart de conversion	61	-	50	111
Variations de périmètre	(8)	-	491	483
Autres variations	51	(70)	41	23
Au 31 décembre 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
Acquisitions	439	-	606	1 045
Cessions	(31)	-	(348)	(379)
Ecart de conversion	1	-	(11)	(10)
Variations de périmètre	4	-	57	61
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(327)	(327)
Autres variations	59	24	140	223
AU 31 DECEMBRE 2012	6 235	2 379	12 480	21 094
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
Au 31 décembre 2010	(1 789)	(753)	(3 657)	(6 199)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(260)	(85)	(815)	(1 160)
Cessions	14	-	61	75
Ecart de conversion	(9)	-	(20)	(29)
Variations de périmètre	22	-	53	75
Autres variations	(77)	69	(8)	(16)
Au 31 décembre 2011	(2 099)	(769)	(4 387)	(7 254)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(290)	(88)	(890)	(1 268)
Cessions	27	-	310	338
Ecart de conversion	3	-	8	11
Variations de périmètre	-	-	3	3
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	158	158
Autres variations	129	-	(190)	(61)
AU 31 DECEMBRE 2012	(2 229)	(857)	(4 988)	(8 073)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2011	3 664	1 586	7 977	13 226
AU 31 DECEMBRE 2012	4 006	1 522	7 492	13 020



Les acquisitions relatives aux «Droits incorporels sur contrats de concession» correspondent aux travaux de construction réalisés sur les infrastructures gérées par les branches SUEZ Environnement et GDF SUEZ Energie Services dans le cadre de contrats de concession.

Suite au classement de Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), de IP Maestrals et de Sohar Power Company SAOG en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur nette comptable des immobilisations incorporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Les effets variations de périmètre 2011 correspondaient principalement à l'intégration du Groupe International Power (430 millions d'euros), à l'acquisition de WSN Environmental Solutions (128 millions d'euros), et à la cession de G6 Rete Gas (- 115 millions d'euros).

11.1.1 Droits incorporels sur contrats de concession

Ce poste comprend essentiellement les droits à facturer les usagers du service public reconnu en application du modèle actif incorporel d'IFRIC 12 (cf. Note 23 «Contrats de Concession»).

11.1.2 Droits de capacité

Le Groupe a acquis des droits sur des capacités de production de centrales opérées par des tiers. Ces droits acquis dans le cadre de transactions ou dans le cadre de la participation du Groupe au financement de la construction de certaines centrales confèrent au Groupe le droit d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs sous-jacents. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans. A ce jour, le Groupe dispose de droits dans la centrale de Chooz B (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - *Virtual Power Plant*) en Italie.

11.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2012 des droits de tirage d'eau, des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, comprenant essentiellement la marque corporate GDF Gaz de France, les relations clients, ainsi que des contrats d'approvisionnement. Les licences d'exploration et de production comprises dans la colonne «Autres» du tableau ci-dessus font l'objet d'une présentation détaillée dans la Note 20 «Activité Exploration-Production».

La valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables (en raison de leur durée de vie indéterminée) s'élève à 1 012 millions d'euros (contre 936 millions d'euros au 31 décembre 2011) et correspond essentiellement aux droits de tirage d'eau, et à la marque GDF Gaz de France comptabilisée dans le cadre de l'affectation du coût du regroupement aux actifs et passifs de Gaz de France.

11.2 Information sur les frais de recherche et développement

Les activités de recherche et de développement se traduisent par la réalisation d'études variées touchant à l'innovation technologique, à l'amélioration de l'efficacité des installations, de la sécurité, de la protection de l'environnement, de la qualité du service et de l'utilisation des ressources énergétiques.

Les frais de recherche et de développement, hors dépenses d'assistance technique, et ne satisfaisant pas les critères d'activation définis par l'IAS 38, s'élèvent à 236 millions d'euros pour l'exercice 2012 et à 231 millions d'euros pour l'exercice 2011. Les dépenses liées à des projets internes en phase de développement répondant aux critères de comptabilisation d'un actif incorporel sont non significatives.



NOTE 12 IMMOBILISATIONS CORPORELLES

12.1 Variation des immobilisations corporelles

<i>En millions d'euros</i>	Terrains	Constructions	Installations techniques	Matériel de transport	Coûts de démantèlement	Immobilisations en cours	Autres	Total
VALEUR BRUTE								
Au 31 décembre 2010	2 937	5 813	87 568	1 791	1 648	10 618	1 175	111 551
Acquisitions	44	93	1 273	131	-	6 549	91	8 182
Cessions	(45)	(88)	(402)	(85)	-	-	(31)	(650)
Ecart de conversion	(9)	(75)	2	1	6	(159)	1	(232)
Variations de périmètre	160	429	9 265	11	11	707	15	10 598
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(1 487)	-	(12)	(2)	(2)	(1 504)
Autres variations	122	927	5 029	65	98	(6 359)	43	(75)
Au 31 décembre 2011	3 209	7 100	101 248	1 916	1 751	11 354	1 292	127 869
Acquisitions	77	99	1 049	117	-	6 576	122	8 041
Cessions	(34)	(68)	(657)	(134)	(3)	(28)	(41)	(965)
Ecart de conversion	20	101	(276)	9	18	(280)	(1)	(410)
Variations de périmètre	(12)	(10)	(1 354)	-	4	(149)	(3)	(1 524)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(4)	(154)	(3 116)	(3)	(23)	(52)	1	(3 351)
Autres variations	(41)	245	5 138	(10)	226	(5 206)	3	354
AU 31 DECEMBRE 2012	3 215	7 313	102 033	1 895	1 973	12 214	1 372	130 015
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
Au 31 décembre 2010	(1 029)	(2 273)	(26 616)	(1 158)	(832)	(139)	(802)	(32 848)
Dotations aux amortissements et pertes de valeur	(76)	(358)	(5 018)	(154)	(122)	(70)	(134)	(5 933)
Cessions	23	67	356	81	-	8	27	562
Ecart de conversion	(13)	16	149	1	(4)	(1)	2	151
Variations de périmètre	-	-	(50)	4	2	-	-	(43)
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	455	-	1	-	1	458
Autres variations	-	(8)	(105)	(2)	(6)	(5)	32	(95)
Au 31 décembre 2011	(1 094)	(2 555)	(30 828)	(1 229)	(960)	(208)	(874)	(37 749)
Dotations aux amortissements	(87)	(379)	(4 917)	(173)	(130)	-	(122)	(5 807)
Pertes de valeur	(46)	(35)	(1 440)	-	(1)	(284)	(1)	(1 806)
Cessions	17	61	466	121	1	67	39	772
Ecart de conversion	(5)	(15)	89	(6)	(8)	8	-	63
Variations de périmètre	3	(4)	114	2	(5)	-	2	111
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	1	67	927	1	11	9	1	1 017
Autres variations	(12)	66	(214)	25	(8)	103	21	(19)
AU 31 DECEMBRE 2012	(1 224)	(2 794)	(35 803)	(1 258)	(1 100)	(304)	(934)	(43 418)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2011	2 115	4 544	70 420	687	791	11 146	417	90 120
AU 31 DECEMBRE 2012	1 991	4 519	66 230	637	873	11 910	438	86 597

Les variations de périmètre ont un impact net sur les immobilisations corporelles de - 1 413 millions d'euros. Elles résultent essentiellement de la perte de contrôle sur les activités d'énergies renouvelables au Canada (- 1 150 millions d'euros), de la cession de Breeze II en Allemagne (- 332 millions d'euros), du changement de méthode de consolidation de Senoko (- 442 millions d'euros) et de l'augmentation de la contribution de Energia Sustentavel Do Brasil (Jirau) dans les états financiers du Groupe (+ 565 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Suite au classement des entités Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. («SPP»), IP Maestrale, et Sohar Power Company SAOG en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»), la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes est transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Les pertes de valeur constatées en 2012, décrites dans la Note 5.2.2 «Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et incorporelles», s'élèvent à - 1 806 millions d'euros. Elles portent essentiellement sur le portefeuille de centrales thermiques en Europe, dont une centrale thermique aux Pays-Bas (- 513 millions d'euros), des centrales à gaz en Italie (- 294 millions d'euros), certaines centrales thermiques au Royaume-Uni (- 152 millions d'euros), ainsi qu'une centrale de pompage en Allemagne (- 56 millions d'euros).

Les effets de change sur la valeur nette des immobilisations corporelles au 31 décembre 2012 proviennent essentiellement du réal brésilien (- 678 millions d'euros), du dollar américain (- 258 millions d'euros), du peso chilien (+ 205 millions d'euros), de la couronne norvégienne (+ 169 millions d'euros) et de la livre sterling (+ 86 millions d'euros).

En 2011, les variations de périmètre sur les immobilisations corporelles nettes de 10 555 millions d'euros résultaient principalement de l'intégration du bilan d'ouverture du groupe International Power (10 941 millions d'euros), de l'acquisition de sites de stockage de gaz en Allemagne (403 millions d'euros), de l'opération Acea (312 millions d'euros), de l'acquisition de WSN Environmental Solutions par Sita Australie (144 millions d'euros), ainsi que des cessions de G6 Rete Gas (- 624 millions d'euros), d'EFOG (- 336 millions d'euros) et de la perte de contrôle sur Bristol Water (- 380 millions d'euros) (cf. Note 2.7 «Principales opérations de l'exercice 2011»).

Suite au classement en 2011 en tant qu'«Actifs classés comme détenus en vue de la vente» des centrales d'Hidd Power Company, Choctaw, et Hot Spring (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»),

la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes avait été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente» de l'état de situation financière.

Les actifs d'exploration et de production des ressources minérales inclus dans le tableau ci-dessus sont détaillés par nature dans la Note 20 «Activité Exploration-Production». Les champs en développement sont présentés dans la colonne «Immobilisations en cours» et les champs en production dans la colonne «Installations techniques».

12.2 Actifs corporels donnés en garantie

Les actifs corporels qui ont été donnés en garantie pour couvrir des dettes financières s'élèvent à 6 748 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 9 383 millions d'euros au 31 décembre 2011. Cette diminution résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2012.

12.3 Engagements contractuels d'acquisition d'immobilisations corporelles

Dans le cadre normal de leurs activités, certaines sociétés du Groupe se sont engagées à acheter, et les tiers concernés à leur livrer, des installations techniques. Ces engagements portent principalement sur des commandes d'équipements, de véhicules et de matériel pour des constructions d'unités de production d'énergie (centrales électriques et champs en développement de l'activité Exploration-Production) et pour des contrats de service.

Les engagements contractuels d'investissement en immobilisations corporelles du Groupe s'élèvent à 6 486 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 6 459 millions d'euros au 31 décembre 2011.

12.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 365 millions d'euros au titre de l'exercice 2012 contre 379 millions d'euros au titre de l'exercice 2011.



NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIEES

13.1 Détail des 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	
	31 déc. 2012	31 déc. 2011	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Paiton (BEI, Indonésie)	604	614	66	65
GASAG (BEE, Allemagne)	300	471	(14)	16
Senoko (BEI, Singapour)	311	-	27	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	225	-	-	-
ISAB Energy (BEI, Italie)	191	153	34	4
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	101	101	17	14
GTT (B3G, France)	86	88	4	(8)
Sociétés intercommunales belges (BEE, Belgique)	7	39	60	187
Participations dans les entreprises associées de SUEZ Environnement	490	497	22	37
Autres	647	656	217	147
TOTAL	2 961	2 619	433	462

L'augmentation nette de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées s'explique principalement par les éléments suivants :

- ▶ Senoko est consolidée par mise en équivalence depuis le 29 juin 2012 suite au changement de méthode de consolidation décrit dans la Note 2.5 «Autres opérations et changements de méthode de consolidation de l'exercice 2012» ;
- ▶ les activités d'énergies renouvelables au Canada, sont consolidées par mise en équivalence depuis leur cession partielle en décembre 2012 (cf. Note 2.3. «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ;
- ▶ suite au test de perte de valeur pratiqué sur la participation du Groupe dans GASAG, une réduction de valeur a été actée sur cette participation afin d'aligner sa valeur comptable sur sa valeur recouvrable de 300 millions d'euros (cf. Note 5.2.4 «Pertes de valeur sur les participations dans les entreprises associées»).

Concernant les variations de périmètre relatives aux sociétés intercommunales belges, les deux derniers exercices ont essentiellement été marqués par :

- ▶ la cession le 31 décembre 2012 de la participation de 30% dans Sibelga, gestionnaire du réseau bruxellois de distribution du gaz et de l'électricité (cf. Note 2.3 «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ;

- ▶ la comptabilisation à compter du 30 juin 2011 de la participation dans les intercommunales flamandes en tant que «Titres disponibles à la vente», le Groupe ayant cessé à cette date d'exercer une influence notable sur ces entités.

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de - 32 millions d'euros (contre - 18 millions d'euros en 2011) composés essentiellement de pertes de valeur, de variations de juste valeur des instruments dérivés et de résultats de cessions, nets d'impôts (cf. Note 8 «Résultat net récurrent part du Groupe»).

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 361 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 412 millions d'euros au 31 décembre 2011). Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couverture 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.



13.2 Principaux agrégats des entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Pourcentage d'intérêt	Total Actifs ⁽¹⁾	Total Passifs ⁽¹⁾	Capitaux propres ⁽¹⁾	Chiffre d'affaires ⁽¹⁾	Résultat net ⁽¹⁾
Au 31 décembre 2012							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 928	2 427	1 501	816	161
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 575	1 861	714	1 371	(38)
Senoko (BEI, Singapour) ⁽²⁾	30,0	30,0	3 515	2 477	1 038	1 366	89
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	763	382	381	608	69
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 251	814	436	206	91
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	150	101	48	90	12
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 246	931	315	10	2
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽³⁾	25,0	25,0	3 496	2 167	1 329	926	232
Au 31 décembre 2011							
Paiton (BEI, Indonésie)	44,7	28,3	3 658	2 285	1 373	558	145
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 770	2 054	716	1 165	52
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	23,9	652	340	312	430	7
Umm Al Nar (BEI, Emirats Arabes Unis)	20,0	14,0	1 285	872	414	289	65
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	102	78	24	53	10
Sociétés intercommunales wallonnes et bruxelloise (BEE, Belgique) ⁽³⁾			4 685	2 816	1 869	1 227	266

(1) Les principaux agrégats des entreprises associées sont présentés à 100%.

(2) Le chiffre d'affaires et le résultat net de Senoko sont relatifs au second semestre 2012.

(3) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.



NOTE 14 PARTICIPATIONS DANS LES COENTREPRISES

Les contributions des principales coentreprises dans les comptes consolidés du Groupe se détaillent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Pourcentage d'intégration	Pourcentage d'intérêt	Actifs courants	Actifs non courants	Passifs courants	Passifs non courants	Chiffre d'affaires	Résultat net
Au 31 décembre 2012								
Energia Sustentavel Do Brasil (BEI, Brésil)	60,0	60,0	197	3 036	209	1 717	-	(95)
SPP Group (BEE, Slovaquie) – classé en «Actifs classés comme détenus en vue de la vente»	24,5	24,5	1 675	-	516	-	658	(82)
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	43	300	54	75	189	20
Senoko (BEI, Singapour)	-	-	-	-	-	-	387	12
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	35,0	82	384	49	108	158	26
Autres			1 591	3 665	2 092	1 797	1 910	(204)
TOTAL			3 588	7 386	2 920	3 696	3 301	(323)
Au 31 décembre 2011								
Energia Sustentavel Do Brasil (BEI, Brésil)	50,1	35,0	177	1 936	125	1 035	0	15
SPP Group (BEE, Slovaquie)	24,5	24,5	308	1 655	95	342	752	140
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	43	304	57	75	190	11
Senoko (BEI, Singapour)	30,0	20,9	123	864	217	470	603	28
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	24,4	77	416	48	134	136	19
Autres			1 686	4 079	2 165	1 899	2 269	(108)
TOTAL			2 415	9 255	2 707	3 954	3 950	104

Le Groupe a acquis au cours du second semestre 2012 la participation de 9,9% détenue par Camargo Correa dans Energia Sustentavel Do Brasil («Jirau»), portant ainsi son pourcentage d'intégration de 50,1% à 60% (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

La contribution de SPP dans l'état de situation financière du Groupe est présentée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). Hors prise en compte de la perte de valeur de 176 millions d'euros relative au groupe d'actifs SPP destinés à être cédés (cf. Note 5.2.1 «Pertes de valeur sur *goodwills*»), la contribution de SPP au résultat net s'élève à 94 millions d'euros sur 2012.

Suite au changement de méthode de consolidation intervenue le 29 juin 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution de Senoko au compte de résultat du Groupe est présentée sur la ligne «Quote-part de résultat des entreprises associées» à compter du 1^{er} juillet 2012 (cf. Note 13 «Participations dans les entreprises associées»). Le chiffre d'affaires et le résultat net, présentés dans le tableau ci-avant, correspondent aux contributions de Senoko au titre du premier semestre 2012.



NOTE 15 INSTRUMENTS FINANCIERS

15.1 Actifs financiers

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

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 398		3 398	3 299		3 299
Prêts et créances au coût amorti	3 541	26 664	30 206	3 813	24 446	28 259
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	3 541	1 630	5 171	3 813	1 311	5 124
<i>Clients et autres débiteurs</i>		25 034	25 034		23 135	23 135
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	3 108	4 711	7 819	2 911	8 197	11 108
<i>Instruments financiers dérivés</i>	3 108	4 280	7 387	2 911	5 312	8 223
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>		432	432		2 885	2 885
Trésorerie et équivalents de trésorerie		11 383	11 383		14 675	14 675
TOTAL	10 047	42 758	52 805	10 023	47 319	57 342

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

Au 31 décembre 2010	3 252
Acquisitions	249
Cessions – valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(50)
Cessions – «Autres éléments de résultat global» décomptabilisés	(425)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	(70)
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(130)
Variations de périmètre, change et divers	473
Au 31 décembre 2011	3 299
Acquisitions	142
Cessions – valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(55)
Cessions – «Autres éléments de résultat global» décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	310
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(191)
Variations de périmètre, change et divers	(106)
AU 31 DECEMBRE 2012	3 398

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 398 millions d'euros au 31 décembre 2012 et se répartissent entre 1 309 millions d'euros de titres cotés et 2 089 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 243 millions d'euros et 2 056 millions d'euros en 2011).

Concernant les titres cotés Acea, le Groupe a décidé, compte tenu du caractère prolongé de la baisse du cours de bourse en dessous de son coût historique, de comptabiliser une perte de valeur de

84 millions d'euros sur ces titres au 31 décembre 2012 (cf. Note 5.2.3 «Pertes de valeur sur actifs financiers»).

Les principales opérations réalisées en 2011 correspondaient à la comptabilisation de la participation du Groupe dans les sociétés intercommunales mixtes flamandes en tant que titre disponible à la vente (587 millions d'euros) et à la cession de GDF SUEZ LNG Liquefaction qui détenait les titres Atlantic LNG dont la valeur historique s'élevait à 97 millions d'euros.

**15.1.1.1 Gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente**

Les gains et pertes enregistrés en capitaux propres et en résultat sur les titres disponibles à la vente sont les suivants :

En millions d'euros	Evaluation ultérieure à l'acquisition					
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Perte de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres *	-	310	-	-	(1)	-
Résultat	122			(191)	1	(5)
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2012	122	310		(191)		(5)
Capitaux propres *	-	(70)	14	-	(425)	-
Résultat	139			(130)	425	33
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2011	139	(70)	14	(130)		33

* Hors effet impôt.

En 2011, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat suite à la cession des titres Atlantic LNG s'élevaient à 421 millions d'euros.

15.1.1.2 Examen des titres disponibles à la vente dans le cadre des tests de perte de valeur

Le Groupe examine la valeur des différents titres disponibles à la vente afin de déterminer au cas par cas, et compte tenu du contexte de marché, s'il y a lieu de comptabiliser des pertes de valeur.

Pour les titres cotés, parmi les éléments pris en considération, le Groupe estime qu'une baisse du cours de plus de 50% en dessous du

coût historique ou qu'une baisse du cours en-deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice une perte de valeur de 191 millions d'euros. 92 millions d'euros l'ont été sur des titres cotés (dont 84 millions d'euros sur les titres Acea).

Après examen, le Groupe considère qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser de perte de valeur sur ses autres lignes de titres disponibles à la vente au 31 décembre 2012. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2012 sur ces autres lignes de titres.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 541	1 630	5 171	3 813	1 311	5 124
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	805	543	1 348	875	555	1 430
<i>Autres créances au coût amorti</i>	847	297	1 144	1 056	159	1 215
<i>Créances de concessions</i>	421	628	1 049	418	466	884
<i>Créances de location financement</i>	1 468	162	1 630	1 464	132	1 596
Clients et autres débiteurs		25 034	25 034		23 135	23 135
TOTAL	3 541	26 664	30 206	3 813	24 446	28 259

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

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net	Brut	Dépréciation & Perte de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	5 556	(385)	5 171	5 504	(380)	5 124
Clients et autres débiteurs	26 079	(1 044)	25 034	24 133	(997)	23 135
TOTAL	31 635	(1 430)	30 206	29 637	(1 377)	28 259

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 16.2 «Risque de contrepartie».



Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

En millions d'euros	Evaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Perte de valeur
Au 31 décembre 2011	142	15	17
Au 31 décembre 2012	155	(6)	(134)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2012, comme au 31 décembre 2011, le Groupe n'a pas enregistré de perte de valeur significative sur les prêts et créances au coût amorti (hors créances clients).

Clients et autres débiteurs

Lors de leur comptabilisation initiale, les créances clients sont comptabilisées à leur juste valeur ce qui, dans la plupart des cas,

correspond à leur valeur nominale. Une perte de valeur est constituée en fonction du risque de non recouvrement. La valeur comptable inscrite dans l'état de situation financière représente une évaluation appropriée de la juste valeur.

Les dépréciations et pertes de valeur sur créances clients et autres débiteurs s'élèvent à - 1 044 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre - 997 millions d'euros à fin 2011.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	3 108	4 280	7 387	2 911	5 312	8 223
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	<i>1 363</i>	<i>102</i>	<i>1 464</i>	<i>1 187</i>	<i>314</i>	<i>1 502</i>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	<i>737</i>	<i>4 155</i>	<i>4 893</i>	<i>969</i>	<i>4 916</i>	<i>5 885</i>
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	<i>1 008</i>	<i>23</i>	<i>1 030</i>	<i>755</i>	<i>81</i>	<i>836</i>
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	255	255	-	2 572	2 572
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	<i>-</i>	<i>255</i>	<i>255</i>	<i>-</i>	<i>2 527</i>	<i>2 527</i>
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>45</i>	<i>45</i>
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	177	177	-	314	314
TOTAL	3 108	4 711	7 819	2 911	8 197	11 108

Les actifs financiers évalués à la juste valeur (hors dérivés) correspondent essentiellement à des titres d'OPCVM détenus à des fins de transactions et destinés à être cédés dans un futur proche ; ils sont inclus dans le calcul de l'endettement financier net du Groupe (se reporter à la Note 15.3 «Endettement financier net»).

Le résultat enregistré sur les actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors dérivés) détenus à des fins de transactions au 31 décembre 2012 s'établit à 7 millions d'euros contre 26 millions d'euros en 2011.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2012 et 2011 est non significatif.

15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 11 383 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 14 675 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 270 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 600 millions d'euros au 31 décembre 2011. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 182 millions d'euros de disponibilités réservées à la couverture du paiement d'engagements financiers dans le cadre de financements de projet de certaines filiales.

Le résultat enregistré sur la «Trésorerie et équivalents de trésorerie» au 31 décembre 2012 s'établit à 177 millions d'euros contre 206 millions d'euros en 2011.

15.1.5 Actifs financiers dédiés à la couverture des dépenses futures de démantèlement des installations nucléaires et de gestion des matières fissiles irradiées

Comme indiqué dans la Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire», la loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale détenue à 100% par le Groupe, la mission de gérer et placer les fonds reçus des exploitants nucléaires belges pour couvrir les dépenses de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées.

En application de la loi, Synatom peut prêter un maximum de 75% de ces fonds à des exploitants nucléaires dans la mesure où ceux-ci répondent à certains critères financiers et notamment en matière de qualité de crédit. La partie des fonds ne pouvant pas faire l'objet de prêts aux exploitants nucléaires est, soit prêtée à des personnes morales répondant aux critères de «qualité de crédit» imposés par la loi, soit placée dans des actifs financiers de type obligations et SICAV monétaires.



Les prêts à des personnes morales externes au Groupe et les autres placements de trésorerie sont présentés ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	696	534
Prêt à Eso / Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Prêt à Ores	80	-
Prêt à Sibelga	82	-
Autres placements de trésorerie	733	727
Portefeuille obligataire	213	207
OPCVM et FCP	520	520
TOTAL	1 429	1 261

Les prêts à des personnes morales externes au Groupe sont présentés dans l'état de situation financière en tant que «Prêts et créances au coût amorti» ; les obligations et OPCVM détenus par Synatom sont présentés en tant que «Titres disponibles à la vente».

15.1.6 Transferts d'actifs financiers

Au 31 décembre 2012, les encours d'actifs financiers transférés (ainsi que les risques auxquels le Groupe reste exposé post-transfert de ces actifs) dans le cadre d'opérations conduisant, (i) soit à un maintien de tout ou partie de ces actifs dans l'état de situation financière, (ii) soit à leur décomptabilisation totale tout en conservant une implication continue dans ces actifs financiers sont non matériels au regard des agrégats du Groupe.

15.1.7 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	5 821	4 789

Ce poste comprend principalement des instruments de capitaux propres qui ont été donnés en garantie de dettes financières.

15.2 Passifs financiers

Les passifs financiers sont comptabilisés soit :

- ▶ en «Passifs au coût amorti» pour les dettes financières, les dettes fournisseurs et autres créanciers, et les autres passifs financiers ;
- ▶ en «Passifs évalués à la juste valeur par résultat» pour les instruments financiers dérivés ou pour les passifs financiers désignés comme tels.

Les différents passifs financiers au 31 décembre 2012 ainsi que la ventilation entre leur part non courante et courante sont présentés dans le tableau ci-après :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés	2 751	4 092	6 844	3 310	5 185	8 495
Fournisseurs et autres créanciers	-	19 481	19 481	-	18 387	18 387
Autres passifs financiers	343	-	343	684	-	684
TOTAL	48 341	35 536	83 877	47 369	36 784	84 153



15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	30 309	1 099	31 407	26 197	2 522	28 719
Billets de trésorerie		5 378	5 378		4 116	4 116
Tirages sur facilités de crédit	1 582	319	1 902	1 537	506	2 043
Emprunts sur location-financement	913	447	1 360	1 250	139	1 389
Autres emprunts bancaires	10 595	1 565	12 161	12 478	2 935	15 413
Autres emprunts	982	143	1 125	942	636	1 578
EMPRUNTS	44 381	8 951	53 332	42 404	10 853	53 257
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie		1 326	1 326		1 310	1 310
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Impact du coût amorti	331	692	1 023	689	243	932
Impact de la couverture de juste valeur	535	89	624	281	77	358
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		904	904		730	730
DETTES FINANCIERES	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2012 à 62 828 millions d'euros pour une valeur comptable de 57 209 millions d'euros.

Les produits et charges financières relatifs à la dette financière sont présentés dans la Note 6 «Résultat financier».

Les informations sur l'endettement financier net sont présentées dans la Note 15.3 «Endettement financier net».

15.2.2 Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés au passif sont évalués à la juste valeur et s'analysent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	225	54	279	76	331	407
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	724	3 960	4 684	994	4 699	5 693
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	1 803	78	1 881	2 241	155	2 396
TOTAL	2 751	4 092	6 844	3 310	5 185	8 495

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Fournisseurs	17 981	16 780
Dettes sur immobilisations	1 500	1 608
TOTAL	19 481	18 387

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.



15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Dettes sur acquisition de titres	207	548
Autres	136	136
TOTAL	343	684

Les autres passifs financiers correspondent principalement à des dettes vis-à-vis de différentes contreparties résultat d'obligations d'achat (*put* sur «Participations ne donnant pas de contrôle») consenties par le Groupe et portant sur des titres de sociétés consolidées par intégration globale. Ces engagements d'acquisition de titres de capitaux propres ont donc été comptabilisés en tant que passifs financiers (cf. Note 1.4.11.2 «Passifs financiers»).

Ils correspondent :

- ▶ à 33,20% du capital de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- ▶ à 41,01% du capital de la Compagnie du Vent.

La variation sur l'exercice correspond essentiellement à la diminution de la juste valeur de l'obligation d'achat consentie par le Groupe sur les titres de La Compagnie du Vent.

L'exercice des options liées à la CNR est conditionné à l'abrogation de la loi française «Murcef» et celui relatif à la Compagnie du Vent peut désormais s'effectuer de façon échelonnée (cf. Note 27 «Litiges et concurrence»).

Par ailleurs, le Groupe détient lui-même, dans le cadre des conventions passées entre les parties, des options d'achat sur ces mêmes actions.



15.3 Endettement financier net

15.3.1 Endettement financier net par nature

En millions d'euros	31 déc. 2012			31 déc. 2011		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
En-cours des dettes financières	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Impact du coût amorti	331	692	1 023	689	243	932
Impact de la couverture de juste valeur ^(a)	535	89	624	281	77	358
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif		904	904		730	730
DETTES FINANCIERES	45 247	11 962	57 209	43 375	13 213	56 588
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ^(b)	225	54	279	76	331	407
DETTE BRUTE	45 472	12 017	57 489	43 451	13 543	56 994
Actifs liés au financement	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
ACTIFS LIES AU FINANCEMENT	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(255)	(255)	-	(2 572)	(2 572)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif		(177)	(177)		(314)	(314)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(11 383)	(11 383)	-	(14 675)	(14 675)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ^(b)	(1 363)	(102)	(1 464)	(1 187)	(314)	(1 502)
TRESORERIE ACTIVE	(1 363)	(11 916)	(13 279)	(1 187)	(17 875)	(19 063)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	44 050	(136)	43 914	41 952	(4 352)	37 601
En-cours des dettes financières	44 381	10 277	54 658	42 404	12 163	54 568
Actifs liés au financement	(59)	(237)	(295)	(311)	(20)	(331)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(255)	(255)	-	(2 572)	(2 572)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(11 383)	(11 383)	-	(14 675)	(14 675)
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	44 323	(1 598)	42 725	42 093	(5 103)	36 990

(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.

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2012, les variations de périmètre ont généré une augmentation de 5 564 millions d'euros de l'endettement net. Cette augmentation s'explique de la façon suivante :

- Rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power.

L'opération de rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power (cf. Note 2.1 «International Power») s'est traduite par une augmentation de 8 086 millions d'euros de l'endettement net. Le détail du financement de cette opération est présenté ci-après en Note 15.3.2.b «Financements mis en place dans le cadre de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power».

- Rachat des actions International Power plc créées suite à la conversion d'une partie des obligations convertibles en actions International Power plc (cf. Note 2.1 «International Power»).

Le Groupe a procédé au rachat de 346 millions de titres International Power plc résultant des conversions réalisées entre le 1^{er} juillet et le 28 août 2012 par les détenteurs d'obligations convertibles en actions International Power plc. Le décaissement réalisé par le Groupe pour ces conversions s'élève à 1 828 millions d'euros.

A l'issue de ces opérations, le solde des obligations convertibles en titres International Power plc a été remboursé au pair pour 25 millions d'euros.

Compte tenu de la décomptabilisation des dettes financières correspondant aux obligations convertibles (1 130 millions d'euros), ces transactions se sont traduites par une augmentation de 723 millions d'euros de l'endettement net.

- Les cessions réalisées dans le programme «d'optimisation de portefeuille» (cf. Note 2.3 «Cessions réalisées au cours de l'année 2012») ont réduit l'endettement net de 2 026 millions d'euros.



- ▶ Le classement de IP Maestrale, Sohar et SPP en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés») se traduit par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros au 31 décembre 2012.
- ▶ Les autres variations de périmètre ont réduit l'endettement de 273 millions d'euros.

Les variations de change se sont traduites au cours de l'année 2012 par une diminution de l'endettement net de 149 millions d'euros (dont - 285 millions d'euros sur le real brésilien et + 115 millions d'euros sur le peso chilien).

b. Financements mis en place dans le cadre de l'acquisition des participations ne donnant pas le contrôle d'International Power

Afin de répondre aux exigences réglementaires britanniques, le Groupe a mis en place le 4 mai 2012 une facilité de crédit syndiqué dédiée dont le montant total s'élevait à 6 000 millions d'euros. Cette facilité a été progressivement réduite au fur et à mesure de son refinancement par les émissions obligataires suivantes :

Date d'émission	Nominal (en millions)	Devise	Taux	Echéance
22/05/2012	1 000	EUR	1,50%	févr. 2016
	1 000	EUR	2,25%	juin 2018
	1 000	EUR	3,00%	févr. 2023
10/07/2012	750	EUR	1,50%	juil. 2017
	750	EUR	2,63%	juil. 2022
02/10/2012	750	USD	1,63%	oct. 2017
	750	USD	2,88%	oct. 2022

L'annulation de cette facilité de crédit syndiqué dédiée est intervenue lors du dernier remboursement réalisé le 17 décembre 2012.

Des *swaps* ont été mis en place sur ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion du taux définie en Note 16 «Risques liés aux instruments financiers».

c. Autres opérations de financement et de refinancement

Dans le cadre de ses opérations de financements courantes, le Groupe a effectué les opérations suivantes au cours de l'année 2012 :

Emission et remboursement d'emprunts obligataires par GDF SUEZ SA et le GIE GDF SUEZ Alliance

GDF SUEZ SA a procédé au remboursement du solde de 1 140 millions d'euros de l'emprunt obligataire de 1 750 millions d'euros portant coupon à 4,375%, arrivé à échéance le 16 janvier 2012. Cet emprunt obligataire avait fait l'objet d'un rachat partiel à hauteur de 610 millions d'euros en 2010.

L'emprunt obligataire de 300 millions d'euros à 5,5% porté par le GIE GDF SUEZ Alliance a été remboursé à échéance, le 26 novembre 2012.

Enfin, GDF SUEZ SA a remboursé à l'échéance le 19 décembre 2012 un emprunt obligataire de 975 millions de francs suisses (802 millions d'euros) portant coupon fixe à 3,5%.

Par ailleurs, GDF SUEZ a procédé aux émissions suivantes :

Date d'émission	Nominal (en millions)	Devise	Taux	Echéance
02/07/2012	400	EUR	2,50%	janv. 2020
06/07/2012	10 000	YEN	1,26%	juil. 2022
09/10/2012	275	CHF	1,13%	oct. 2020
	175	CHF	1,63%	oct. 2024

Des *swaps* ont été mis en place sur ces emprunts dans le cadre de la politique de gestion du taux définie en Note 16 «Risques liés aux instruments financiers».

Emission et remboursement d'emprunts de SUEZ Environnement Company

Au 31 mai 2012, SUEZ Environnement Company a procédé à un tirage de 250 millions d'euros sur une ligne de crédit syndiqué «Club Deal».

Le 11 juin 2012, SUEZ Environnement Company a lancé une offre de rachat intermédiaire sur la souche 2014, émise en 2009 et portant

un coupon fixe de 4,875%. A l'issue de ce processus, 191 millions d'euros d'obligations ont été rachetées. Le même jour, SUEZ Environnement Company a lancé une émission complémentaire sur la souche obligataire à 10 ans de 250 millions d'euros, échéance 24 juin 2022, portant un coupon fixe de 4,125%.

Opérations de refinancement de la branche GDF SUEZ Energy International

Le Groupe a remboursé par anticipation des dettes bancaires d'entités de la branche Energy International en Amérique du Nord pour un montant de 514 millions de dollars (400 millions d'euros).



Les dettes bancaires arrivant à échéance à fin juin 2012 sur des entités de la branche Energy International en Australie, ont été refinancées de la manière suivante :

- ▶ la dette de 652 millions de dollars australiens (526 millions d'euros) d'Hazelwood a été refinancée le 29 juin 2012 en interne par le Groupe ;
- ▶ la dette de 1 107 millions de dollars australiens (892 millions d'euros) de Loy Yang B a été refinancée par la mise en place d'une nouvelle dette bancaire syndiquée pour un montant de 1 062 millions de dollars australiens (856 millions d'euros), à échéance 30 juin 2017.

Le Groupe a procédé au rachat du High Yield Bond d'un nominal de 250 millions d'euros à maturité 2017 porté par International Power Finance Ltd. Celui-ci portait un coupon de 7,25%. Suite aux périodes

d'offre ouvertes en septembre et octobre 2012, 95,9% des obligations ont été apportées et rachetées au prix de 300 millions d'euros.

Le financement de projet de 234 millions de livres sterling à échéance juillet 2014 permettant de financer la centrale charbon de Rugeley Power Limited a été remboursé par anticipation en décembre 2012 (288 millions d'euros) et refinancé en interne.

Enfin, le 1^{er} octobre 2012, la banque brésilienne de développement BNDES a confirmé l'octroi d'un prêt supplémentaire de 2 300 millions de reais (900 millions d'euros) au projet de centrale hydroélectrique de Jirau, au Brésil (entité projet consolidée par intégration proportionnelle avec un pourcentage d'intégration de 60%). Ce prêt permet de porter à 9 500 millions de reais (3 600 millions d'euros) la dette totale disponible dans le cadre de ce projet.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 398	1 309	-	2 089	3 299	1 243	-	2 057
Prêts et créances au coût amorti rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	416	-	416	-	290	-	290	-
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	416	-	416	-	290	-	290	-
Instruments financiers dérivés	7 387	108	7 192	88	8 223	200	7 926	97
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	1 464	-	1 464	-	1 502	-	1 502	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 282	101	2 105	77	3 622	180	3 359	83
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 610	7	2 592	11	2 263	20	2 229	14
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 030	-	1 030	-	836	-	836	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	255	125	129	-	2 572	2 371	200	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	255	125	129	-	2 527	2 371	156	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	45	-	45	-
TOTAL	11 456	1 542	7 738	2 177	14 384	3 814	8 417	2 153

La définition de ces trois niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.4.11.3 «Dérivés et comptabilité de couverture».

Titres disponibles à la vente

Les titres cotés – évalués au cours de bourse à la date de clôture – sont classés en niveau 1.

Les titres non cotés – évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.



Au 31 décembre 2012, la variation des titres disponibles à la vente de niveau 3 s'analyse comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	Titres disponibles à la vente
Au 31 décembre 2011	2 057
Acquisitions	73
Cessions – valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(55)
Cessions – «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrée en capitaux propres	187
Variations de juste valeur enregistrée en résultat	(100)
Variations de périmètre, change et divers	(72)
Au 31 décembre 2012	2 089
Gains et pertes enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	(3)

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans le tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des *futures* négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent

parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels le Groupe dispose de valeurs liquidatives régulières sont classés en niveau 1, et en niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont classés en niveau 2.

15.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	11 027	-	11 027	-	9 458	-	9 458	-
Instruments financiers dérivés	6 844	67	6 600	176	8 495	89	8 049	357
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	279	-	279	-	407	-	407	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 271	48	2 115	108	3 291	81	2 917	293
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 412	19	2 385	8	2 402	9	2 389	4
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	1 881	-	1 821	60	2 396	-	2 335	60
TOTAL	17 870	67	17 627	176	17 953	89	17 507	357

Dettes financières

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

Instruments financiers dérivés

Voir précisions sur les classements des instruments financiers dérivés présentés dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».



NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre II «Facteurs de risque» du Document de Référence.

16.1 Risques de marché

16.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- ▶ les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) et
- ▶ les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, CO₂ et autres produits verts. Il intervient sur ces marchés de l'énergie, soit à des fins d'approvisionnement, soit pour optimiser et sécuriser sa chaîne de production et de vente d'énergie. Le Groupe a également

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

16.1.1.1 Activités de *portfolio management*

Le *portfolio management* est l'activité d'optimisation de la valeur de marché des actifs (centrales électriques, contrats d'approvisionnement en gaz, charbon, vente d'énergie, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- ▶ garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- ▶ gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2012 sont présentées dans le tableau ci-après. Elles ne sont pas représentatives des évolutions futures du résultat et des capitaux propres du Groupe dans la mesure notamment où elles ne comprennent pas les sensibilités des contrats d'achat et de vente de matières premières sous-jacents.

ANALYSE DE SENSIBILITÉ ⁽¹⁾

En millions d'euros	Variations de prix	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
		Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts	Impact sur le résultat avant impôts	Impact sur les capitaux propres avant impôts
Produits pétroliers	+10 \$US/bbl	200	(6)	(159)	123
Gaz naturel	+3 €/MWh	13	(186)	267	(77)
Electricité	+5 €/MWh	(333)	45	(394)	17
Charbon	+10 \$US/ton	60	69	9	48
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+2 €/ton	169	(4)	33	(2)
EUR/USD	+10%	(315)	(13)	(1)	(209)
EUR/GBP	+10%	80	22	(33)	(3)
GBP/USD	+10%	21	-	39	-

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

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.

16.1.1.2 Activités de *trading*

Les activités de *trading* du Groupe sont réalisées principalement au sein de GDF SUEZ Trading. 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.

Le chiffre d'affaires des activités de *trading* s'est élevé à 258 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 227 millions d'euros en 2011).

La quantification du risque de marché des activités de *trading* par la *Value at Risk (VaR)* fournit une mesure du risque, tous marchés et produits confondus. La *VaR* représente la perte potentielle sur la valeur d'un portefeuille compte tenu d'un horizon de détention et d'un intervalle de confiance. La *VaR* ne constitue pas une indication des résultats attendus mais fait l'objet d'un *backtesting* régulier.



Le Groupe utilise un horizon de détention de 1 jour et un intervalle de confiance de 99% pour le calcul de la VaR. Ce dispositif est complété par un scénario de *stress tests*, conformément aux exigences de la réglementation bancaire.

La VaR présentée ci-après résulte de l'agrégation des VaR des entités de *trading* du Groupe.

CONSOMMATION DE VALUE AT RISK

En millions d'euros	31 déc. 2012	2012 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2012 ⁽²⁾	Minimum 2012 ⁽²⁾	2011 moyenne ⁽¹⁾
Activités de <i>trading</i>	2	4	8	2	4

(1) Moyenne des VaR quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des VaR quotidiennes en 2012.

16.1.2 Couvertures des risques de marché sur matières premières

Le Groupe engage des opérations de couverture de flux de trésorerie (*cash flow hedges*) et de couverture de juste valeur (*fair value hedges*),

telles que définie par la norme IAS 39, en utilisant les instruments dérivés proposés sur les marchés organisés ou de gré à gré, qu'ils soient fermes ou optionnels, qu'ils soient réglés en net ou par livraison physique.

Les justes valeurs des instruments financiers dérivés sur matières premières aux 31 décembre 2012 et 2011 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>portfolio management</i>	737	1 545	(724)	(1 548)	969	2 653	(994)	(2 297)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	273	614	(256)	(551)	349	1 227	(208)	(710)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	464	931	(467)	(996)	620	1 426	(786)	(1 587)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	2 610	-	(2 412)	-	2 263	-	(2 402)
TOTAL	737	4 155	(724)	(3 960)	969	4 916	(994)	(4 699)

Se reporter également aux Notes 15.1.3 «Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat» et 15.2.2 «Instruments financiers dérivés».

Les justes valeurs, telles qu'indiquées dans le tableau ci-dessus, reflètent les montants pour lesquels les actifs pourraient être échangés, ou les passifs éteints à la date de clôture. Ces justes valeurs ne sont

pas représentatives des flux de trésorerie futurs probables dans la mesure où les positions (i) sont sensibles aux mouvements de prix, (ii) peuvent être modifiées par des nouvelles transactions, et (iii) peuvent être compensées par des flux de trésorerie futurs des transactions sous-jacentes.

16.1.2.1 Couvertures de flux de trésorerie

Par type de matières premières, la juste valeur des instruments de couverture de flux de trésorerie se détaille comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	33	157	(30)	(144)	101	268	(41)	(248)
Electricité	165	266	(129)	(217)	93	258	(85)	(220)
Charbon	6	17	(42)	(75)	18	22	(27)	(33)
Pétrole	20	158	(19)	(76)	52	546	(26)	(179)
Autres	49	16	(36)	(39)	85	133	(29)	(30)
TOTAL	273	614	(256)	(551)	349	1 227	(208)	(710)



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

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) *

En GWh	Total au 31 déc. 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel, électricité et charbon	19 479	(9 368)	16 919	10 961	456	248	263
Produits pétroliers	64 935	50 558	14 007	743	(373)	-	-
Autres	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	84 414	41 190	30 926	11 704	83	248	263

* Position acheteuse/(position vendeuse).

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) *

En milliers de tonnes	Total au 31 déc. 2012	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Droits d'émission de gaz à effet de serre	24	19	5	-	-	-	-
TOTAL	24	19	5	-	-	-	-

* Position acheteuse/(position vendeuse).

Au 31 décembre 2012, une perte de 127 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre un gain de 430 millions d'euros en 2011). Un gain de 393 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2012 (contre un gain de 71 millions d'euros en 2011).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2012, une perte de 29 millions d'euros a été enregistrée (contre un gain de 20 millions d'euros en 2011).

16.1.2.2 Autres instruments financiers dérivés sur matières premières

Les autres instruments financiers dérivés sur matières premières regroupent les dérivés incorporés, les contrats de vente et d'achat de matières premières qui à la date de clôture n'entrent pas dans le cadre de l'activité normale du Groupe et les instruments financiers

dérivés qui ne qualifient pas de couverture selon les critères définis par IAS 39.

16.1.3 Risque de change

Le Groupe est exposé aux risques de change définis comme l'impact sur l'état de situation financière et le compte de résultat des fluctuations des taux de change dans l'exercice de ses activités opérationnelles et financières. Ceux-ci se déclinent en (i) risque transactionnel lié aux opérations courantes, (ii) risque transactionnel spécifique lié aux projets d'investissement ou de fusion-acquisition et (iii) risque translationnel lié à la consolidation, en euro, des états financiers des filiales dont la monnaie fonctionnelle est différente de l'euro. Ce risque est concentré sur les participations au Brésil, Thaïlande, Norvège, Royaume-Uni, Australie, Etats-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

16.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIERES

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	63%	66%	61%	60%
USD	12%	14%	12%	16%
GBP	8%	3%	8%	4%
Autres devises	17%	17%	19%	20%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	62%	65%	53%	52%
USD	13%	16%	14%	21%
GBP	8%	3%	9%	2%
Autres devises	17%	16%	24%	25%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au 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) et des instruments financiers qualifiés de couverture d'investissement net à la date de clôture.

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation de cours de change de plus ou moins 10% par rapport au cours de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés de change

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 couverture d'investissement net. *In fine*, l'impact d'une variation uniforme de plus ou moins de 10% des devises contre euro générerait un gain ou une perte de 30 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couverture d'investissement net, une variation uniforme défavorable

de 10% des devises contre euro a un impact en capitaux propres de 629 millions d'euros. Cette variation est compensée par un effet de sens inverse sur l'investissement net en devises couvert.

16.1.4 Risque de taux d'intérêt

L'objectif du Groupe est de maîtriser son coût de financement en limitant l'impact des variations de taux d'intérêt sur son compte de résultat et, pour ce faire, de disposer d'une répartition équilibrée entre les différentes références de taux à horizon moyen terme (cinq ans). La politique du Groupe est donc d'opérer une diversification des références de taux de la dette nette entre taux fixe, taux variable et taux variable protégé («taux variable *cappé*»), la répartition pouvant évoluer autour de l'équilibre en fonction du contexte de marché.

Pour gérer la structure de taux d'intérêt de sa dette nette, le Groupe a recours à des instruments de couverture, essentiellement des *swaps* et des options de taux. Au 31 décembre 2012, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars US et livres sterling.

16.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIERES

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	38%	39%	42%	41%
Taux fixe	62%	61%	58%	59%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	21%	22%	15%	12%
Taux fixe	79%	78%	85%	88%
TOTAL	100%	100%	100%	100%



16.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 1% par rapport aux taux d'intérêt en vigueur à la date de clôture.

Impact sur le résultat après impact des dérivés

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 96 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 6 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au faible niveau des taux court terme (inférieurs à 1%) applicables à un certain nombre d'actifs et passifs financiers.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture, générerait un gain de 193 millions d'euros lié à la variation de juste valeur des dérivés dans le compte de résultat. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 351 millions d'euros. La dissymétrie de l'impact est liée au portefeuille d'options de taux.

Impact sur les capitaux propres

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (identique pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 312 millions d'euros lié à la variation de l'effet taux de la juste valeur des dérivés documentés en couverture de flux de trésorerie et d'investissement net comptabilisée dans l'état de situation financière. Une diminution de 1% des taux d'intérêts générerait a contrario une perte de 356 millions d'euros.

16.1.4.3 Couvertures du risque de change ou de taux d'intérêt

Les justes valeurs et montants notionnels des instruments financiers dérivés de couverture du risque de change et de taux d'intérêt sont présentées ci-après :

DERIVES DE CHANGE

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	64	1 953	404	2 221
Couverture de flux de trésorerie	(36)	4 101	155	6 089
Couverture d'investissement net	65	6 288	(130)	6 918
Dérivés non qualifiés de couverture	(38)	13 881	(21)	11 196
TOTAL	55	26 222	408	26 424

DERIVES DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	804	6 546	563	8 490
Couverture de flux de trésorerie	(460)	4 568	(694)	7 261
Dérivés non qualifiés de couverture	(66)	28 239	(636)	20 782
TOTAL	279	39 353	(766)	36 532

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variables.

Les instruments dérivés de couverture d'investissement net sont essentiellement des *swaps* de devises.

Les instruments dérivés non qualifiés de couverture correspondent à des instruments qui ne peuvent être qualifiés de couverture comptable, bien qu'ils couvrent économiquement des engagements en devise ainsi que des emprunts.

Couverture de juste valeur

Au 31 décembre 2012, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 12 millions d'euros.

**Couverture des flux de trésorerie**

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

AU 31 DECEMBRE 2012

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(496)	(51)	(74)	(51)	(43)	(28)	(249)

AU 31 DECEMBRE 2011

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(539)	(30)	(156)	(108)	(76)	(52)	(117)

Au 31 décembre 2012, une perte de 340 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 4 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2012.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie est non significative.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 10 millions d'euros.

16.2 Risque de contrepartie

Le Groupe est exposé, par ses activités opérationnelles et financières, aux risques de défaillance de ses contreparties (clients, fournisseurs, partenaires, intermédiaires, banques) lorsque celles-ci se trouvent dans l'impossibilité d'honorer leurs engagements contractuels. Ce risque résulte de la combinaison d'un risque de paiement (non-paiement des prestations ou livraisons réalisées), de livraison (non-livraison de prestations ou fournitures payées) et d'un risque de remplacement des contrats défaillants (appelé exposition *Mark-to-Market* correspondant au remplacement dans des conditions différentes de celles prévues initialement).

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

CLIENTS ET AUTRES DEBITEURS

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 31 décembre 2012	1 273	373	335	1 981	1 452	22 646	26 079
Au 31 décembre 2011	1 324	285	512	2 121	1 464	20 547	24 132

L'antériorité des créances échues non dépréciées peut varier significativement en fonction des catégories de clients auprès desquels les sociétés du Groupe exercent leur activité, selon qu'il s'agisse d'entreprises privées, de particuliers ou de collectivités publiques. Les politiques de dépréciation retenues sont déterminées, entité par entité, selon les particularités de ces différentes catégories de clients. Le Groupe estime par ailleurs n'être exposé à aucun risque significatif en terme de concentration de crédit.

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré *via* des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de «*netting*», appels de marge, *via* l'utilisation d'instruments de couverture dédié, ou *via* le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux branches la gestion de ces risques tout en permettant toutefois au Groupe de conserver la gestion des expositions des contreparties les plus importantes.

La qualité de crédit des contreparties se mesure selon un processus de rating appliqué aux grands clients et intermédiaires dépassant un certain niveau d'engagement et selon un processus simplifié de scoring appliqué aux clients commerciaux ayant un niveau de consommation moindre. Ces processus sont fondés sur des méthodes formalisées et cohérentes au sein du Groupe. Le suivi des expositions consolidées est effectué par contrepartie et par segment (qualité de crédit, secteur d'activité...) selon des indicateurs de type exposition courante (risque de paiement, exposition MtM).

Le Comité Risque de Marché Energie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

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.



RISQUE DE CONTREPARTIE

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011	
	Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	4 617	4 893	5 079	5 885
Exposition nette ⁽³⁾	1 418	1 575	2 428	2 620
% de l'exposition crédit des contreparties «Investment Grade»	90,0%		92,7%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(2) Sont incluses dans la colonne «Investment Grade» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«Investment Grade» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne actuellement en cours de déploiement dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.

(3) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

16.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs ratings externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

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

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

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

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

PRETS ET CREANCES AU COUT AMORTI (HORS CREANCES CLIENTS ET AUTRES DEBITEURS)

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 31 décembre 2012	10	11	98	119	408	4 982	5 509
Au 31 décembre 2011	6	10	24	40	412	4 891	5 343

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 - 385 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 49 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre - 380 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 163 millions d'euros au 31 décembre 2011). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

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

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

Au 31 décembre 2012, le total des encours exposés au risque crédit est de 12 046 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾	Total	Investment Grade ⁽¹⁾	Sans notation ⁽²⁾	Non Investment Grade ⁽²⁾
Exposition ⁽³⁾	12 046	91%	8%	1%	19 755	94%	5%	1%

(1) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poor's ou Baa3 chez Moody's.

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

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

Par ailleurs au 31 décembre 2012, aucune contrepartie ne représentait plus de 20% des placements des excédents.

16.3 Risque de liquidité

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé à un risque de manque de liquidités permettant de faire face à ses engagements contractuels. Aux risques inhérents à la gestion du besoin en fonds de roulement (BFR) viennent s'ajouter les appels de marge requis par certaines activités de marché.

Le Groupe a mis en place un comité trimestriel dont la mission est de piloter et suivre le risque de liquidité du Groupe. Il s'appuie pour ce faire sur la diversification du portefeuille de placements, les sources de financement, les projections de flux futurs en terme d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

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

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

La succession des crises financières depuis 2008 et l'augmentation du risque de contrepartie a conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2012, 95% de la trésorerie centralisée étaient investis en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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

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

Le Groupe diversifie ses ressources de financement en procédant le cas échéant à des émissions obligataires publiques ou privées, dans le cadre de son programme d'*Euro Medium Term Note*, et à des émissions de billets de trésorerie (*Commercial Papers*) en France, en Belgique et aux Etats-Unis.

Au 31 décembre 2012, les ressources bancaires représentent 31% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 31 407 millions d'euros de dettes obligataires, soit 59% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 10% de la dette brute et s'élèvent à 5 378 millions d'euros au 31 décembre 2012. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie, des actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat, nets des découverts bancaires et comptes courants passifs de trésorerie, s'élève à 10 312 millions d'euros au 31 décembre 2012 dont 72% placés dans la zone euro.

Le Groupe dispose également de facilités de crédit confirmées compatibles avec sa taille et les échéances auxquelles il doit faire face. Le montant de ces facilités de crédit confirmées représente 17 470 millions d'euros au 31 décembre 2012, dont 15 568 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 78% des lignes de crédit totales et 73% des lignes non tirées sont centralisées. Aucune de ces lignes centralisées ne contient de clause de défaut liée à des ratios financiers ou à des niveaux de notation.



16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2012, 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 :

AU 31 DECEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	31 407	1 099	2 868	2 128	2 619	3 275	19 419
Billets de trésorerie	5 378	5 378	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	1 902	319	119	130	673	11	650
Emprunts sur location-financement	1 360	447	153	130	123	127	380
Autres emprunts bancaires	12 161	1 565	1 718	1 016	958	1 383	5 520
Autres emprunts	1 125	143	97	83	49	171	581
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	1 326	1 326	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	54 658	10 277	4 955	3 487	4 422	4 967	26 550
Actifs liés au financement	(295)	(237)	-	-	-	(1)	(58)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(255)	(255)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 383)	(11 383)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	42 725	(1 598)	4 955	3 487	4 422	4 966	26 492

AU 31 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIERES	54 568	12 163	3 362	5 890	4 104	3 105	25 943
Actifs liés au financement, Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(17 578)	(17 267)	(193)	(11)	(32)	(11)	(63)
ENDETTEMENT NET HORS COUT AMORTI ET EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DERIVES ET CASH COLLATERAL	36 990	(5 104)	3 168	5 879	4 072	3 094	25 880

Au 31 décembre 2012, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DECEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	19 823	2 012	1 892	1 741	1 590	1 450	11 137

AU 31 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	20 882	2 277	1 959	1 827	1 628	1 476	11 716



Au 31 décembre 2012, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

AU 31 DECEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(1 139)	(229)	(282)	(114)	(58)	2	(458)

AU 31 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(795)	203	254	(801)	47	(58)	(440)

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

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

AU 31 DECEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 568	1 949	2 149	5 142	1 106	4 556	666

AU 31 DECEMBRE 2011

<i>En millions d'euros</i>	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	15 149	1 199	1 060	2 452	4 470	5 689	279

Parmi ces programmes disponibles, 5 378 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2012, aucune contrepartie ne représentait plus de 7% des programmes de lignes de crédit confirmées non tirées.

16.3.2 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités opérationnelles

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

RISQUE DE LIQUIDITE

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(2 284)	(1 551)	(515)	(142)	(29)	(13)	(35)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 411)	(2 411)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	2 308	1 557	510	171	2	41	27
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 609	2 609					
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2012	222	204	(5)	29	(27)	28	(8)



RISQUE DE LIQUIDITE

En millions d'euros	Total	2012	2013	2014	2015	2016	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	(3 357)	(2 334)	(524)	(216)	(98)	(92)	(93)
<i>afférents aux activités de trading</i>	(2 390)	(2 390)					
Instruments financiers dérivés actifs							
<i>afférents aux activités de portfolio management</i>	3 658	2 668	671	189	55	33	43
<i>afférents aux activités de trading</i>	2 255	2 255					
TOTAL AU 31 DECEMBRE 2011	166	199	146	(27)	(43)	(59)	(50)

Le Groupe présente une analyse des échéances contractuelles résiduelles pour les instruments financiers dérivés afférents aux activités de *portfolio management*. Les instruments financiers dérivés relatifs aux activités de *trading* sont réputés liquides à moins d'un an et sont présentés en courant dans l'état de situation financière.

16.3.3 Engagements relatifs aux contrats de vente et d'achat de matières premières entrant dans le cadre de l'activité normale du Groupe

Dans le cadre de leur activité normale, certaines sociétés opérationnelles du Groupe ont souscrit des contrats à long terme

dont certains intègrent des clauses de *take-or-pay* par lesquels elles s'engagent à acheter ou vendre de manière ferme, et les tiers concernés à leur livrer ou acheter de manière ferme, des quantités déterminées de gaz, d'électricité ou de vapeur ainsi que les services associés. Ces contrats ont été documentés comme étant en dehors du champ d'application d'IAS 39. Le tableau ci-dessous regroupe les principaux engagements futurs afférents aux contrats des branches Global Gaz & GNL, Energie Europe et Energy International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2012	2013	2014-2017	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2011
Achats fermes	(8 980)	(906)	(2 964)	(5 110)	(10 005)
Ventes fermes	1 993	451	640	903	2 099

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2012, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 398 millions d'euros (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»).

Une variation à la baisse de 10% des cours de bourse des titres cotés générerait une perte avant impôts d'environ 131 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Le principal titre non coté correspond à la valeur des intercommunales flamandes dont la valorisation est fondée sur la Base des Actifs Régulés (BAR).

La gestion du portefeuille d'actions cotées et non cotées du Groupe est encadrée par une procédure d'investissement spécifique et fait l'objet d'un reporting régulier à la Direction Générale.

NOTE 17 ELEMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

17.1 Eléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DECEMBRE 2010	2 250 295 757	(25 854 164)	2 224 441 593	2 250	29 683	(665)
Emission	2 340 451		2 340 451	2	33	
Achats et ventes d'actions propres		(13 029 330)	(13 029 330)			(264)
AU 31 DECEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 716	(930)
Emission	4 604 700		4 604 700	5	68	
Distribution de dividendes en actions	155 583 181		155 583 181	156	2 438	
Transfert vers la réserve légale					(15)	
Achats et ventes d'actions propres		(16 650 339)	(16 650 339)			(276)
AU 31 DECEMBRE 2012	2 412 824 089	(55 533 833)	2 357 290 256	2 413	32 207	(1 206)

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultent :

- ▶ des levées d'options de souscription d'actions à hauteur de 4,6 millions d'actions (cf. Note 24.1 «Plans de stock-options») ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées à hauteur de 16,7 millions d'actions dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe (cf. Note 17.3 «Actions propres»), au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions ;
- ▶ du versement en actions d'une partie du solde du dividende au titre de l'exercice 2011. Le solde du dividende (soit 0,67 euro par action sur le dividende total de 1,50 euro par action) a été versé le 24 mai 2012 à hauteur de 340 millions d'euros en numéraire et 1 134 millions d'euros en actions, entraînant l'émission de 69 002 807 actions nouvelles (cf. Note 17.5 «Dividendes») ;
- ▶ du versement en actions d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012. Le Conseil d'Administration du 19 septembre 2012 a décidé le paiement d'un acompte sur dividende de 0,83 euro par action au titre de l'exercice 2012, avec possibilité pour les actionnaires de recevoir cet acompte sous forme d'actions. Cet acompte a été payé le 25 octobre 2012 à hauteur de 427 millions d'euros en numéraire et 1 460 millions d'euros en actions, entraînant l'émission de 86 580 374 actions nouvelles (cf. Note 17.5 «Dividendes»).

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2011 résultaient :

- ▶ des levées d'options de souscriptions d'actions à hauteur de 2,3 millions d'actions ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées dans le cadre du programme de rachat d'actions du Groupe, dont 6,7 millions d'actions au titre du contrat de liquidité et 6,3 millions d'actions au titre de la mise en œuvre de plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions.

17.2 Capital potentiel et instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA

Les instruments donnant accès à de nouvelles actions de GDF SUEZ SA sont uniquement constitués des options de souscription d'actions attribuées par le Groupe à ses salariés et ses mandataires sociaux. Les plans d'options de souscriptions d'actions en vigueur au 31 décembre 2012 sont décrits dans la Note 24.1.1 «Historique des plans de stock-options en vigueur». Le nombre maximal d'actions nouvelles pouvant être créées en cas d'exercice de ces options s'élève à 15,8 millions au 31 décembre 2012.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et plans d'actions de performance décrites dans la Note 24.3 «Actions gratuites et actions de performance» seront couvertes par des actions existantes de GDF SUEZ SA.

17.3 Actions propres

Le Groupe dispose d'un plan de rachat d'actions propres résultant de l'autorisation conférée au Conseil d'Administration par l'Assemblée Générale mixte du 23 avril 2012. Le nombre maximum d'actions acquises en application de ce programme ne peut excéder 10% du capital de la société GDF SUEZ SA à la date de cette Assemblée Générale. Le montant total des acquisitions net de frais ne pourra excéder 9 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2012, le Groupe détient 55,5 millions d'actions propres dont 48,6 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 6,9 millions au titre du contrat de liquidité.

Le contrat de liquidité signé avec un prestataire de service d'investissement délègue à ce dernier un rôle d'intervention quotidienne sur le marché, à l'achat et à la vente des actions GDF SUEZ SA, visant à assurer la liquidité et à animer le marché du titre sur les places boursières de Paris et Bruxelles. Les moyens affectés à la mise en œuvre de ce contrat s'élèvent à 150 millions d'euros. Le nombre de titres pouvant être achetés dans le cadre de ce contrat ne pourra excéder 24,1 millions.



17.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice), qui s'élèvent à 58 543 millions d'euros au 31 décembre 2012, intègrent la réserve légale de la société GDF SUEZ SA pour 241 millions d'euros. En application des dispositions légales françaises, 5% du résultat net des sociétés françaises doit être affecté à la réserve légale jusqu'à ce que celle-ci représente 10% du capital social. Cette réserve ne peut être distribuée aux actionnaires qu'en

cas de liquidation. Les réserves consolidées comprennent également les pertes et gains actuariels cumulés soit - 2 015 millions d'euros au 31 décembre 2012 (- 1 423 millions d'euros au 31 décembre 2011) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 651 millions d'euros au 31 décembre 2012 (449 millions d'euros au 31 décembre 2011).

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élèvent à 43 227 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 43 602 millions d'euros au 31 décembre 2011).

17.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2011 et 2012.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
Au titre de l'exercice 2011		
Acompte (payé le 15 novembre 2011)	1 838	0,83
Solde du dividende au titre de 2011 (payé au choix en numéraire ou en actions le 24 mai 2012)	1 474	0,67
<i>versé en numéraire</i>	340	
<i>versé en actions</i>	1 134	
Au titre de l'exercice 2012		
Acompte (payé au choix en numéraire ou en actions le 25 octobre 2012)	1 887	0,83
<i>versé en numéraire</i>	427	
<i>versé en actions</i>	1 460	

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2012

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2012 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 466 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2012. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 25 octobre 2012 soit 1 887 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, ce dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 30 avril 2013, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2012, les états financiers à fin 2012 étant présentés avant affectation.

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, à régler au titre de cette proposition de dividende pour l'exercice 2012 s'élèverait à 60 millions d'euros, en considérant que le solde du dividende sera réglé en numéraire. A l'instar du dividende soumis à l'approbation de l'Assemblée Générale, aucun passif n'est comptabilisé au titre de cette contribution dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

17.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Actifs financiers disponibles à la vente	460	185
Couverture d'investissement net	(82)	(27)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(690)	(283)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	215	677
Impôts différés sur éléments ci-dessus	143	(153)
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, net d'impôt	(288)	(159)
Ecart de conversion	235	447
TOTAL ELEMENTS RECYCLABLES	(6)	687
Pertes et gains actuariels	(1 983)	(1 393)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	648	447
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, net d'impôt	(29)	(29)
TOTAL ELEMENTS NON RECYCLABLES	(1 363)	(974)
TOTAL	(1 370)	(287)

Tous les éléments figurant dans le tableau ci-dessus sont recyclables en résultat au cours des exercices futurs, à l'exception des pertes et gains actuariels, qui sont présentés au sein des réserves consolidées part du Groupe.

17.7 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2012, le Groupe a procédé au rachat des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% du groupe International Power. La valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle ainsi rachetée s'élève à 5 841 millions d'euros. Cette opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

Principales opérations 2011 ayant une incidence sur la valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle :

- ▶ en 2011, le Groupe a pris le contrôle du Groupe International Power à hauteur de 69,78%. Les «Participations ne donnant pas le contrôle» résultant de cette opération à la date d'acquisition s'élevaient à 6 303 millions d'euros ;
- ▶ par ailleurs, China Investment Corporation («CIC») a pris une participation minoritaire de 30% dans les activités exploration-production du Groupe («GDF SUEZ E&P»). Cette opération s'est traduite par la comptabilisation de 1 341 millions d'euros en «Participations ne donnant pas le contrôle» à la date de cession ;
- ▶ enfin, le consortium public composé de CNP Assurances, CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts a pris une participation minoritaire de 25% dans la société GRTgaz. La «Participation ne donnant pas le contrôle» au consortium à la date d'opération s'élevait à 923 millions d'euros.

17.8 Gestion du capital

GDF SUEZ cherche à optimiser de manière continue sa structure financière par un équilibre optimal entre son endettement financier net et son EBITDA. L'objectif principal du Groupe en termes de gestion de sa structure financière est de maximiser la valeur pour les actionnaires, de réduire le coût du capital, tout en assurant la flexibilité financière nécessaire à la poursuite de son développement. Le Groupe gère sa structure financière et procède à des ajustements au regard de l'évolution des conditions économiques. Dans ce cadre, il peut ajuster le paiement de dividendes aux actionnaires, rembourser une partie du capital, procéder au rachat d'actions propres (cf. Note 17.3 «Actions propres»), émettre de nouvelles actions, lancer des plans de paiement fondés sur actions, redimensionner son enveloppe d'investissements ou vendre des actifs pour réduire son endettement financier net.

Le Groupe a comme politique de maintenir une notation de catégorie «A» auprès des agences de notation. A cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les cash-flows opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts payés et, au dénominateur, l'endettement financier net ajusté. Les ajustements sur l'endettement financier net portent principalement sur la prise en compte des provisions nucléaires, des provisions pour pensions non couvertes ainsi que des engagements de locations simples.

Les objectifs politiques et procédures de gestion sont demeurés identiques depuis plusieurs exercices.

En dehors des exigences légales, GDF SUEZ SA n'est sujet à aucune exigence externe en termes de capitaux propres minimum.



NOTE 18 PROVISIONS

En millions d'euros	31 déc. 2011	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Ecarts de change	Autres	31 déc. 2012
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	5 209	249	(580)	(19)	1	184	(8)	711	5 746
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 218	116	(48)	-	-	210	-	-	4 496
Démantèlement des installations ⁽¹⁾	2 941	10	(5)	(31)	(9)	146	9	27	3 088
Reconstitution de sites	1 536	33	(87)	(4)	6	46	20	180	1 730
Litiges, réclamations et risques fiscaux	763	367	(163)	(62)	1	6	(16)	31	927
Autres risques	1 516	719	(531)	(44)	(12)	17	10	37	1 711
TOTAL PROVISIONS	16 183	1 494	(1 414)	(160)	(13)	609	14	985	17 698

(1) Dont 2 681 millions d'euros au 31 décembre 2012 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 532 millions d'euros au 31 décembre 2011.

L'effet de désactualisation portant sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme correspond à la charge d'intérêts sur les obligations de retraite, nette du rendement attendu sur les actifs de couverture.

La colonne «Autres» se compose essentiellement des écarts actuariels générés en 2012 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global», et de l'augmentation des provisions pour reconstitution de sites dans l'activité exploration-production dont la contrepartie est comptabilisée en immobilisations corporelles.

Les flux de dotations, reprises et désactualisation présentés ci-dessus, sont ventilés de la façon suivante dans le compte de résultat :

En millions d'euros	31 déc. 2012 Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(221)
Autres produits et charges financiers	609
Impôts	141
TOTAL	529

L'analyse par nature des provisions et les principes applicables à leurs modalités de calcul sont exposés ci-dessous.

18.1 Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme

Se reporter à la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».

18.2 Obligations relatives aux installations de production nucléaire

Dans le cadre de la production d'énergie à partir d'unités nucléaires, le Groupe assume des obligations de traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire et de démantèlement des centrales nucléaires.

18.2.1 Cadre légal

La loi belge du 11 avril 2003, modifiée par la loi du 25 avril 2007, attribuée à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.



Un dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 22 septembre 2010 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires. Les éléments de base que sont notamment la méthodologie d'estimation, les paramètres financiers et les *scenarii* de gestion retenus sont demeurés inchangés par rapport au dossier précédent. Les modifications prises en compte ont visé à intégrer les données économiques et les analyses techniques détaillées les plus récentes (tarifs, inventaires physiques et radiologiques,...).

Dans le cadre de son analyse du dossier de 2010, la Commission des provisions nucléaires a demandé de soumettre, dans l'année 2011, deux études complémentaires que le Groupe a transmises le 22 novembre 2011. La Commission des provisions nucléaires a finalisé l'analyse de ces études dans le courant de 2012 et a proposé de maintenir les provisions inchangées par rapport à son avis de 2010. De façon similaire à l'exercice précédent, l'évolution des provisions en 2012 est donc essentiellement liée aux éléments récurrents que sont le passage du temps (désactualisation) et les dotations pour le combustible utilisé au cours de l'année.

Les provisions constituées intègrent dans leurs hypothèses l'ensemble des obligations réglementaires environnementales existantes ou dont la mise en place est prévue au niveau européen, national ou régional. Si une législation complémentaire devait être introduite dans le futur, les coûts estimés servant de base aux calculs seraient susceptibles de varier. Le Groupe n'a toutefois pas connaissance d'évolutions complémentaires dans la réglementation sur la constitution de ces provisions qui pourraient affecter de manière significative les montants provisionnés.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2012 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 40 ans, inchangé par rapport à la clôture de l'exercice précédent.

Un accord a été conclu fin 2009 avec le gouvernement belge qui prévoit, notamment, que ce dernier prendra les dispositions juridiques appropriées afin d'assurer l'extension de la durée d'exploitation, de 40 à 50 ans, de trois unités nucléaires.

Le nouveau gouvernement belge, constitué fin 2011, a cependant «confirmé», dans sa déclaration gouvernementale ainsi que dans sa note de politique générale soumise à la Chambre des Représentants de Belgique le 5 janvier 2012, sa volonté de ne pas revoir la législation en vigueur afin de permettre une extension de 10 ans de la durée de vie opérationnelle des centrales nucléaires Doel 1, Doel 2 et Tihange 1 (passant de 40 à 50 ans).

Dans le prolongement de l'accord de gouvernement du 1^{er} décembre 2011, le Secrétaire d'Etat à l'énergie a présenté le 27 juin 2012 son plan pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. Suite à ses réunions des 4 et 20 juillet 2012, le Conseil des Ministres a notamment annoncé sa décision de prolonger de dix ans la durée d'exploitation de Tihange 1 et de mettre cette capacité à disposition du marché. Le Conseil des Ministres a également annoncé sa décision d'inscrire dans la loi le calendrier définitif de sortie du nucléaire. Cependant, depuis ces communications, aucune mesure officielle n'a été prise par le gouvernement ou le législateur.

Une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des trois unités nucléaires concernées par l'accord de 2009 avec le gouvernement précédent ne devrait pas avoir d'impact significatif sur le montant des provisions pour le démantèlement. Le report du calendrier des opérations sur ces unités induit une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet est toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consiste, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs correspondants à due concurrence.

La provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ne devrait pas non plus faire l'objet d'un ajustement significatif suite à l'extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des trois plus anciennes unités dans la mesure où le coût unitaire moyen de retraitement du combustible nucléaire irradié, pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales, n'en ressort pas substantiellement modifié.

18.2.2 Provisions pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire

Après son déchargement d'un réacteur, le combustible nucléaire irradié doit faire l'objet d'un traitement. Deux *scenarii* peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est celui du retraitement du combustible nucléaire irradié. Dans ce contexte, le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario de retraitement : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, entreposage et évacuation des résidus après retraitement.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- ▶ le scénario de calcul retenu est un scénario de retraitement, dont les opérations devraient débuter en 2016, dans lequel le combustible déchargé sera retraité et les produits issus de ce retraitement seront évacués, à terme, en dépôt géologique profond. L'hypothèse retenue est la fabrication, à partir du plutonium issu du retraitement, d'assemblages de combustible MOX, utilisés dans les centrales nucléaires belges jusqu'à la fin de leur exploitation et cédés à des tiers pour la période ultérieure ;
- ▶ les décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2060. A ce moment, les résidus et la provision requise pour couvrir le coût des opérations d'entreposage et d'évacuation profonde seront transférés à l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies). Sur base du scénario retenu, les derniers résidus seraient enfouis vers 2080 ;
- ▶ l'engagement à terme est évalué sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués sur base d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;
- ▶ le taux d'actualisation de 5% (taux réel de 3% et taux d'inflation de 2%) est basé sur une analyse de l'évolution et de la moyenne, historiques et prospectives, des taux de référence à long terme ;
- ▶ le calcul des dotations à la provision est effectué sur la base d'un coût unitaire moyen pour l'ensemble des quantités utilisées jusqu'à la fin de la période d'exploitation des centrales ;
- ▶ une dotation annuelle, correspondant à l'effet de désactualisation de la provision, est également comptabilisée.

Les coûts effectivement supportés dans le futur pourraient différer de ceux estimés compte tenu de leur nature et de leur échéance. Le montant de ces provisions pourrait également être ajusté dans le futur en fonction de l'évolution des paramètres présentés ci-dessus. Ces paramètres sont cependant établis sur base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquats à ce jour, et approuvés par la Commission des provisions nucléaires.



18.2.3 Provisions pour le démantèlement des sites de production nucléaire

Au terme de leur durée d'exploitation, les centrales nucléaires doivent être démantelées. Les provisions constituées dans les comptes du Groupe sont destinées à couvrir tous les coûts relatifs tant à la phase de mise à l'arrêt définitif, qui concerne les opérations de déchargement et d'évacuation du combustible irradié de la centrale, qu'à la période de démantèlement proprement dite qui conduit au déclassement et à l'assainissement du site.

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

- ▶ le montant à décaisser à terme est déterminé en fonction des coûts estimés par centrale nucléaire, sur base d'une étude réalisée par un bureau d'experts indépendants et en retenant comme hypothèse la réalisation d'un démantèlement en série des centrales ;
- ▶ un taux d'inflation de 2% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;
- ▶ un taux d'actualisation de 5% (y compris 2% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- ▶ les travaux de démantèlement sont réputés débiter 3 à 4 ans après la mise à l'arrêt définitif des unités concernées, dans le cadre actuel d'une durée d'utilité de 40 ans après la mise en service ;
- ▶ les décaissements sont étalés sur une durée d'environ 9 à 13 ans après la date de début des travaux de démantèlement ;
- ▶ la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur une période de 40 ans depuis la date de mise en service industrielle ;
- ▶ une dotation annuelle à la provision, correspondant à la charge d'intérêt sur la provision existante à la fin de l'année précédente, est calculée au taux retenu pour l'actualisation.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

18.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 50 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 10%, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

Une variation, à la hausse ou à la baisse, de 5% des coûts de démantèlement ou de gestion de l'aval du cycle du combustible serait susceptible d'induire une évolution des provisions dans une proportion globalement similaire.

A noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement à due concurrence des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

18.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

A l'issue de leur durée d'exploitation, certaines installations, dont notamment les centrales classiques, les canalisations de transport, conduites de distribution, sites de stockage, et les terminaux méthaniers doivent être démantelées. Cette obligation résulte de réglementations environnementales actuellement en vigueur dans les pays concernés, de contrats ou de l'engagement implicite du Groupe.

Sur la base des estimations de la fin des réserves prouvées et probables de gaz, compte tenu notamment des niveaux actuels de production, soit 250 ans selon l'Agence Internationale de l'Energie, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 Activité Déchets

La Directive européenne de juin 1998 sur les centres de stockage de déchets a instauré des obligations en termes de fermeture et de suivi long terme de ces centres. Ces obligations imposées au titulaire de l'arrêt d'exploitation (ou à défaut au propriétaire du terrain en cas de défaillance de l'exploitant) fixent des règles et conditions à observer en matière de conception et de dimensionnement des centres de stockage, de collecte et traitement des effluents liquides (lixiviats) et gazeux (biogaz) et instaurent un suivi trentenaire de ces sites.

Ces provisions de deux natures (réaménagement et suivi long terme) sont calculées site par site et sont constituées pendant la durée d'exploitation du site au prorata de la consommation du vide de fouille (rattachement des charges et des produits). Ces coûts qui devront être engagés lors de la fermeture du site ou pendant la période de suivi long terme (30 ans au sein de l'Union européenne après la fermeture du site) font l'objet d'une actualisation. Un actif est constaté en contrepartie de la provision. Il est amorti au rythme de la consommation du vide de fouille ou du besoin de couverture, c'est-à-dire dans l'exercice.

Le calcul de la provision pour réaménagement (lors de la fermeture du centre de stockage) dépend du type de couverture choisie : semi-perméable, semi-perméable avec drain, ou imperméable. Ce choix a une forte incidence sur le niveau de production future de lixiviat et par conséquent sur les coûts futurs de traitement de ces effluents. Le calcul de cette provision nécessite une évaluation du coût de réaménagement de la surface restant à couvrir. La provision comptabilisée dans l'état de situation financière en fin de période doit permettre le réaménagement de la partie non encore traitée (différence entre le taux de remplissage et le pourcentage de la surface du site déjà réaménagée). Chaque année, la provision est réévaluée sur la base des travaux réalisés et de ceux à réaliser.



Le calcul de la provision pour suivi long terme dépend d'une part des coûts liés à la production de lixiviat et de biogaz, et d'autre part de la valorisation du biogaz. Cette valorisation du biogaz est une source de revenu et vient en réduction des dépenses de suivi long terme. Les principaux postes de dépenses de suivi long terme sont :

- ▶ la construction d'infrastructures (unité de valorisation de biogaz, installation de traitement des lixiviats) et les travaux de démolition des installations utilisées pendant la période d'exploitation ;
- ▶ l'entretien et la réparation de la couverture et des infrastructures (collecte des eaux de surface) ;
- ▶ le contrôle et le suivi des eaux de surface, des eaux souterraines et des lixiviats ;
- ▶ le remplacement et la réparation des points de contrôle (piézomètres) ;
- ▶ les coûts de traitement des lixiviats ;
- ▶ les dépenses liées à la collecte et au traitement du biogaz (mais en tenant compte des revenus générés par sa valorisation).

La provision pour suivi long terme devant figurer dans l'état de situation financière de fin de période est fonction du taux de remplissage du centre de stockage à la clôture de la période, des dépenses totales estimées par année et par poste (sur la base de coûts standards ou spécifiques), de la date prévisionnelle de fermeture du site et du taux d'actualisation utilisé pour chaque site (selon sa durée de vie résiduelle).

18.4.2 Activité exploration-production

Une provision est constituée au titre des obligations de reconstitution des sites d'exploration-production.

La provision représente la valeur actuelle des coûts prévisionnels de reconstitution des sites d'exploration-production jusqu'à la fin des activités opérationnelles. Cette provision est établie sur la base d'hypothèses internes du Groupe concernant l'estimation des coûts de reconstitution et le calendrier de réalisation de ces travaux. Ainsi, le planning de reconstitution de sites sur lequel est basé le calcul de la provision est susceptible de varier en fonction du moment où la production sera jugée comme n'étant plus économiquement viable, ce dernier paramètre étant étroitement lié aux évolutions des prix futurs du gaz et du pétrole.

La provision est comptabilisée en contrepartie d'une immobilisation corporelle.

18.5 Litiges et risques fiscaux

Ce poste comprend principalement les provisions constituées au titre des litiges commerciaux, et des réclamations et risques fiscaux.

NOTE 19 AVANTAGES POSTERIEURS A L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES LONG TERME

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

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

Les personnels salariés et retraités des IEG sont, depuis le 1^{er} janvier 2005, affiliés de plein droit à cette caisse. Les principales sociétés du Groupe concernées par ce régime sont GDF SUEZ SA, GrDF, GRTgaz, ELENGY, STORENGY, GDF SUEZ Thermique France, CPCU, TIRU, GEG, CNR et SHEM.

Suite à la réforme du financement du régime spécial des IEG introduite par la Loi n° 2004-803 du 9 août 2004 et ses décrets d'application, les droits spécifiques (prestations du régime non couvertes par les régimes de droit commun) relatifs aux périodes validées au 31 décembre 2004 («droits spécifiques passés») ont été répartis entre les différentes entreprises des IEG. Le financement des droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) afférents aux activités régulées de transport et de distribution («droits spécifiques

passés régulés») est assuré par le prélèvement de la Contribution Tarifaire d'Acheminement sur les prestations de transport et de distribution de gaz et d'électricité, et n'incombe donc plus au Groupe GDF SUEZ. Les droits spécifiques passés (droits au 31 décembre 2004) des activités non régulées sont financés par les entreprises des IEG dans les proportions définies par le décret n° 2005-322 du 5 avril 2005. Les droits spécifiques du régime constitués depuis le 1^{er} janvier 2005 sont intégralement financés par les entreprises des IEG proportionnellement à leur poids respectif en terme de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestation définie, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{er} janvier 2005. Cette provision englobe également les engagements au titre des départs anticipés par rapport à l'âge légal de départ à la retraite.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2012, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,8 milliards d'euros contre 2,3 milliards d'euros au 31 décembre 2011.

19.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ Belgium.

Ces conventions, applicables au personnel «barémisé» engagé avant le 1^{er} juin 2002 et au personnel cadre engagé avant le 1^{er} mai 1999, prévoient des avantages permettant au personnel d'atteindre, pour une carrière complète et y compris la pension légale, un complément de pension de retraite égal à 75% du dernier revenu annuel. Ces compléments sont partiellement réversibles aux ayants droit. Il s'agit de régimes à prestations définies. En pratique, ces prestations sont, pour la plupart des participants, liquidées sous forme de capital. La plupart des obligations résultant de ces plans de pension sont financées auprès de plusieurs fonds de pension établis pour le secteur de l'électricité et du gaz et de compagnies d'assurances. Les plans de pension pré-financés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 12% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2012.

Le personnel «barémisé» engagé à partir du 1^{er} juin 2002 et le personnel cadre engagé à partir du 1^{er} mai 1999 bénéficient de régimes à cotisations définies. Toutefois, concernant les cotisations versées depuis le 1^{er} janvier 2004, la loi impose un rendement annuel moyen sur la carrière de 3,25% minimum, le déficit éventuel étant à la charge de l'employeur. Il en résulte que, pour la partie des engagements correspondant aux cotisations versées depuis cette date, le régime doit être considéré comme un plan à prestations définies. Cependant, le régime reste comptabilisé par le Groupe comme un régime à cotisations définies, en l'absence notamment de passif net matériel identifié. Une comparaison entre le rendement réalisé et le taux minimum garanti a été effectuée, et le sous-financement constaté n'est pas significatif au 31 décembre 2012.

La charge comptabilisée en 2012 au titre de ces régimes à cotisation définies s'élève à 18 millions d'euros contre 16 millions d'euros en 2011.

19.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs. C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale. Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2012 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 87 millions d'euros contre 78 millions d'euros en 2011.

19.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plan à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France et Belgique concernent :

- ▶ les Etats-Unis : le régime à prestations définies de United Water couvre le personnel du secteur régulé. Toutes les filiales américaines proposent un plan de type 401(k), plan à cotisations définies, à leur personnel ;

- ▶ le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies sont fermés aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraites du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{er} juin 2008, ce régime est fermé, et un régime à cotisations définies a été mis en place pour les nouveaux entrants ;

- ▶ l'Allemagne : les différentes filiales ont fermé leurs plans à prestations définies pour les nouveaux entrants. Les entités proposent des plans à cotisations définies ;

- ▶ le Brésil : Tractebel Energia a son propre fonds de pension, qui a été scindé en deux compartiments : l'un poursuivant la gestion du plan (fermé) à prestations définies et le second dédié au plan à cotisations définies proposé aux nouveaux entrants depuis début 2005.

19.2 Description des autres avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme

19.2.1 Autres avantages consentis aux personnels des IEG (aux actifs et/ou aux inactifs) :

Les autres avantages consentis aux personnels des IEG sont les suivants :

Avantages postérieurs à l'emploi :

- ▶ l'avantage en nature énergie ;
- ▶ les indemnités de fin de carrière ;
- ▶ les congés exceptionnels de fin de carrière ;
- ▶ les indemnités de secours immédiat.

Avantages à long terme :

- ▶ les rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles ;
- ▶ les rentes d'incapacité temporaire et d'invalidité ;
- ▶ les médailles du travail.

Les principaux engagements sont décrits ci-après.

19.2.1.1 L'avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de services au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, GDF SUEZ fournit du gaz à l'ensemble de la population active et retraitée de GDF SUEZ et d'EDF et, réciproquement, EDF fournit de l'électricité à la même population. GDF SUEZ prend à sa charge (ou bénéficie de) la soule imputable aux agents de GDF SUEZ résultant des échanges d'énergie intervenant entre les deux entreprises.

L'engagement énergie lié à l'avantage accordé aux salariés (actifs et inactifs) au titre des périodes de retraite est évalué par différence entre le prix de vente de l'énergie et le tarif préférentiel accordé aux agents.

La provision relative à l'avantage en nature énergie s'élève à 1,9 milliard d'euros.

19.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants droit en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

19.2.1.3 Rentes accidents du travail et maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants droit d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles réversions.

19.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz

ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. Ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements, à l'exception de «l'allocation transitoire», qui est assimilable à une prime de fin de carrière, (égale à 3 mois de pension légale), qui a fait l'objet d'une externalisation en assurance de groupe.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de prépension, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture, et le coût éventuel des services antérieurs non comptabilisés. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.

Les variations des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme, des actifs de régime, et des droits à remboursement constatés dans l'état de situation financière sont les suivantes :

<i>En millions d'euros</i>	Provisions	Actifs de régime	Droits à remboursement
AU 31 DECEMBRE 2010	(4 362)	122	142
Différence de change	(7)	-	-
Effet de périmètre et autres	(86)	(116)	-
Pertes et gains actuariels	(752)	-	(17)
Charge de l'exercice	(525)	2	6
Plafonnement d'actifs		-	-
Cotisations/prestations payées	523	6	(4)
AU 31 DECEMBRE 2011	(5 209)	13	128
Différence de change	8	-	-
Effet de périmètre et autres	(25)	7	-
Pertes et gains actuariels	(691)	(2)	15
Charge de l'exercice	(528)	1	7
Plafonnement d'actifs	1	(4)	-
Cotisations/prestations payées	698	4	9
AU 31 DECEMBRE 2012	(5 745)	18	159



Les actifs de régime et les droits à remboursement sont présentés dans l'état de situation financière au sein des lignes «Autres actifs» non courants et courants.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 527 millions d'euros en 2012 (523 millions d'euros en 2011). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux

régimes à prestations définis sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 2 318 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 1 615 millions d'euros au 31 décembre 2011.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Solde d'ouverture	1 615	892
Pertes et (gains) actuariels générés sur l'exercice	703	723
SOLDE DE CLOTURE	2 318	1 615

Le solde de clôture des écarts actuariels présentés ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour 46 millions d'euros de pertes actuarielles en 2012 et 39 millions d'euros de pertes actuarielles en 2011. Les pertes et gains actuariels nets générés sur

l'exercice présentés sur une ligne distincte de l'état sur les «Autres éléments du résultat global» représentent une perte actuarielle de 693 millions d'euros en 2012 et une perte actuarielle de 752 millions d'euros en 2011.

19.3.2 Evolution des engagements et des actifs de couvertures

Les montants des dettes actuarielles et des actifs de couverture du Groupe GDF SUEZ, leur évolution au cours des exercices concernés, ainsi que leur réconciliation avec les montants comptabilisés dans l'état de situation financière sont les suivants :

En millions d'euros	31 déc. 2012				31 déc. 2011			
	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total	Retraites ⁽¹⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽²⁾	Avantages à long terme ⁽³⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dette actuarielle début de période	(6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)	(6 130)	(2 037)	(508)	(8 675)
Coût normal	(269)	(38)	(42)	(349)	(249)	(59)	(51)	(359)
Intérêt sur la dette actuarielle	(307)	(97)	(21)	(425)	(318)	(96)	(23)	(437)
Cotisations versées	(15)	-	-	(15)	(16)	-	-	(16)
Modification de régime	(7)	-	-	(7)	3	(1)	-	2
Acquisitions/cessions de filiales	(9)	(8)	2	(16)	(349)	(43)	(2)	(394)
Réductions/cessations de régimes	4	8	15	26	19	1	1	21
Événements exceptionnels	(4)	(1)	-	(5)	(3)	(3)	-	(6)
Pertes et gains actuariels	(797)	(230)	(5)	(1 033)	(287)	(299)	3	(584)
Prestations payées	392	99	48	539	390	122	56	569
Autres (écarts de conversion)	68	-	(11)	57	(2)	(4)	1	(5)
Dette actuarielle fin de période	A (7 887)	(2 688)	(537)	(11 112)	(6 942)	(2 418)	(524)	(9 884)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	4 648	44	-	4 691	4 399	47	-	4 447
Rendement attendu des actifs de couverture	234	3	-	238	243	3	-	247
Pertes et gains actuariels	332	2	-	334	(157)	(9)	-	(166)
Cotisations perçues	531	23	-	554	318	24	-	342
Acquisitions/cessions de filiales	(5)	3	-	(2)	191	-	-	191
Cessations de régimes	(4)	1	-	(4)	(2)	-	-	(2)
Prestations payées	(353)	(24)	-	(376)	(343)	(24)	-	(367)
Autres (écarts de conversion)	(48)	(1)	-	(49)	(3)	1	-	(2)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B 5 335	51	-	5 386	4 648	44	-	4 691
C - COUVERTURE FINANCIERE	A+B (2 552)	(2 637)	(537)	(5 726)	(2 295)	(2 375)	(524)	(5 193)
Coûts des services passés non constatés	9	(6)	-	3	7	(8)	-	(1)
Plafonnement d'actifs	(3)	(1)	-	(4)	-	(1)	-	(1)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES	(2 546)	(2 644)	(537)	(5 727)	(2 288)	(2 384)	(524)	(5 195)
TOTAL PASSIF	(2 564)	(2 644)	(537)	(5 745)	(2 301)	(2 384)	(524)	(5 209)
TOTAL ACTIF	18	-	-	18	13	-	-	13

(1) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(2) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratifiés et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(3) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

Les variations de périmètre comptabilisées en 2011 concernaient principalement l'acquisition d'International Power (165 millions d'euros).



19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Juste valeur en début d'exercice	128	142
Rendement attendu des placements	7	6
Pertes et gains actuariels	15	(17)
Rendement réel	22	(11)
Cotisations employeurs	28	14
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(21)	(20)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	159	128

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2012 et 2011 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Coûts des services rendus de la période	349	359
Intérêts sur actualisation	425	437
Rendement attendu des actifs de couverture	(238)	(246)
Pertes et gains actuariels *	5	(2)
Coûts des services passés	3	(12)
Profits ou pertes sur réduction, cessions, liquidation de régimes	(23)	(19)
Événements exceptionnels	5	6
TOTAL	527	523
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	340	333
Dont comptabilisés en résultat financier	187	191

* Sur avantages à long terme

19.3.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, au moins égal aux rendements futurs demandés.

Lorsque les actifs sont investis au travers de fonds de pension, les allocations de couverture et comportements d'investissement sont déterminés par les organismes de gestion de ces fonds. Concernant les plans français, lorsque les actifs sont investis *via* une compagnie d'assurance, cette dernière gère le portefeuille d'investissement dans le cadre de contrats en unités de compte et, le cas échéant lorsqu'il s'agit de contrats en euros, garantit un taux de rendement sur les actifs. Ces fonds diversifiés sont caractérisés par une gestion active en référence à des indices composites, adaptés à l'horizon long terme des passifs, et prenant en compte les obligations gouvernementales de la zone euro ainsi que les actions des plus grandes valeurs de la zone euro et hors zone euro.

La seule obligation de la compagnie d'assurance est un taux de rendement fixe minimum dans le cas des fonds en euros.

La couverture des engagements peut être analysée comme suit :

En millions d'euros	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Coûts des services passés non constatés	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 467)	5 157	(3)	-	(2 312)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(220)	229	-	(4)	5
Plans non financés	(3 425)	-	5	-	(3 420)
AU 31 DECEMBRE 2012	(11 112)	5 386	3	(4)	(5 727)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(6 373)	4 464	(5)	-	(1 914)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(215)	227	(0)	(1)	10
Plans non financés	(3 297)	-	5	-	(3 292)
AU 31 DECEMBRE 2011	(9 885)	4 691	(1)	(1)	(5 195)

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

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Placements actions	28%	29%
Placements obligations	53%	50%
Immobilier	4%	4%
Autres (y compris placements monétaires)	16%	17%
TOTAL	100%	100%

19.3.6 Hypothèses actuarielles

Les hypothèses actuarielles ont été déterminées pays par pays et société par société, en relation avec des actuaires indépendants. Les taux pondérés des principales hypothèses actuarielles sont présentés ci-après :

	Retraites		Autres avantages postérieurs à l'emploi		Avantages à long terme		Total des engagements	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Taux d'actualisation des engagements	3,8%	4,5%	3,3%	4,1%	3,1%	4,0%	3,6%	4,4%
Taux d'augmentation des salaires	3,0%	3,0%	NA	NA	2,7%	2,7%	2,9%	2,8%
Rendements attendus des actifs de couverture	4,6%	5,1%	6,5%	7,2%	NA	NA	4,7%	5,2%
Durée résiduelle de service	14 ans	14 ans	15 ans	15 ans	16 ans	15 ans	15 ans	14 ans

19.3.6.1 Taux d'actualisation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Au 31 décembre 2012, les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire (Euro, USA, UK) à partir des données sur le rendement des obligations AA (d'après Bloomberg et iBoxx), extrapolées pour les maturités longues à partir du rendement des obligations d'Etat. Au 31 décembre 2011, les taux pour la zone Euro étaient déterminés à partir des seuls indices Bloomberg.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 1% du taux d'actualisation entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 12%.

19.3.6.2 Taux de rendement attendu des actifs

Pour le calcul du taux de rendement attendu des actifs, le portefeuille d'actifs est éclaté en sous-ensembles homogènes, par grandes classes d'actifs et zones géographiques, sur la base de la composition des indices de références et des volumes présents dans chacun des fonds au 31 décembre de l'exercice précédent.

A chaque sous-ensemble est appliquée une prévision de rendement pour l'exercice, fournie publiquement par un tiers ; une performance globale en valeur absolue est alors reconstituée et rapportée à la valeur du portefeuille de début d'exercice.

Les taux de rendement attendus sur les actifs sont déterminés en fonction des conditions de marché et se construisent à partir d'une prime de risque, définie par rapport au taux de rendement réputé sans risque des emprunts d'état, par grandes classes d'actifs et zones géographiques.



Le taux de rendement attendu moyen pondéré ventilé par catégorie d'actif est présenté dans le tableau suivant :

	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Placements actions	6,6%	6,7%
Placements obligations	4,3%	5,0%
Immobilier	6,4%	5,3%
Autres (y compris placements monétaires)	2,5%	3,0%
TOTAL	4,7%	5,2%

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2012 s'est élevé à environ 5% en assurance de groupe et à 10% en fonds de pension.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 11% pour 2012.

Selon les estimations établies par le Groupe, une variation de plus ou moins 1% du taux de rendement attendu des actifs de couverture entraînerait une variation de leur valeur d'environ 1%.

19.3.6.3 Autres hypothèses

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

Concernant les soins médicaux, une variation d'un point des taux de croissance aurait les impacts suivants :

En millions d'euros	Augmentation d'un point	Diminution d'un point
Effet sur les charges	5	(4)
Effet sur les engagements de retraites	62	(47)

19.3.7 Ajustements d'expérience

La part des ajustements d'expérience dans les écarts actuariels est présentée ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2012		31 déc. 2011		31 déc. 2010		31 déc. 2009		31 déc. 2008	
	Retraites	Autres engagements								
Dette actuarielle fin de période	(7 887)	(3 225)	(6 942)	(2 942)	(6 130)	(2 545)	(5 502)	(2 124)	(5 634)	(2 187)
Juste valeur des actifs de couverture fin de période	5 335	51	4 648	44	4 399	47	3 934	39	3 831	40
Surplus/déficit	(2 552)	(3 174)	(2 295)	(2 899)	(1 730)	(2 498)	(1 568)	(2 085)	(1 803)	(2 147)
Ajustements d'expérience sur la dette actuarielle	(309)	(119)	(127)	(167)	236	115	(5)	(15)	(95)	12
En % du total	+4%	+4%	+2%	+6%	-4%	-5%	0%	+1%	+2%	(1%)
Ajustements d'expérience sur la juste valeur des actifs de couverture	332	2	(157)	(9)	250	7	176	2	528	12
En % du total	+6%	+5%	-3%	-20%	+5%	+15%	+4%	+6%	+14%	+29%

19.3.8 Répartition géographique des engagements nets

En 2012, la répartition géographique des principaux engagements et les hypothèses actuarielles par zone (taux moyens pondérés) sont les suivantes :

En millions d'euros	Zone Euro			Royaume-Uni			Etats-Unis			Reste du monde		
	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme	Retraites	Autres avantages postérieurs à l'emploi	Avantages à long terme
Engagements nets	(1 994)	(2 471)	(530)	(107)	-	(1)	(127)	(72)	-	(318)	(101)	(6)
Taux d'actualisation des engagements	3,3%	3,3%	3,1%	4,5%	-	4,7%	4,4%	4,5%	-	5,5%	3,6%	6,8%
Taux d'augmentation des salaires	2,7%	NA	2,7%	3,8%	-	5,0%	3,1%	NA	-	4,0%	NA	3,2%
Rendements attendus des actifs de couverture	4,1%	2,9%	NA	5,1%	-	NA	8,4%	7,8%	-	6,7%	4,8%	NA
Durée résiduelle de service (années)	16	16	16	19	-	14	12	13	-	8	11	6

19.3.9 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2013 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2013, des cotisations de l'ordre de 288 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 88 millions d'euros pour les sociétés appartenant au régime des IEG. Pour ces dernières, les versements annuels sont effectués en référence aux droits acquis dans l'année et tiennent compte, dans une perspective de lissage à moyen terme, du niveau de couverture de chaque entité.

19.4 Plans à cotisations définies

En 2012, le Groupe a comptabilisé une charge de 153 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (122 millions d'euros en 2011). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.



NOTE 20 ACTIVITE EXPLORATION – PRODUCTION

20.1 Immobilisations d'Exploration-Production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité exploration-production se décomposent en trois catégories : les licences

d'exploration-production, présentées en tant qu'immobilisations incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont présentées en tant qu'immobilisations corporelles dans l'état de situation financière.

<i>En millions d'euros</i>	Licences	Immobilisations en développement	Immobilisations de production	Total
A. VALEUR BRUTE				
Au 31 décembre 2010	1 101	431	7 339	8 870
Variations de périmètre	-	(40)	(451)	(491)
Acquisitions	30	377	263	670
Cessions	-	-	-	-
Ecart de conversion	22	10	46	79
Autres	(3)	(121)	148	24
Au 31 décembre 2011	1 149	658	7 345	9 151
Variations de périmètre	-	-	-	-
Acquisitions	3	564	137	705
Cessions	-	-	(62)	(62)
Ecart de conversion	(8)	21	185	198
Autres	(79)	(117)	239	43
AU 31 DECEMBRE 2012	1 066	1 125	7 845	10 036
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULES				
Au 31 décembre 2010	(355)	-	(1 816)	(2 170)
Variations de périmètre	-	-	165	165
Cessions	-	-	-	-
Amortissements et pertes de valeur	(20)	-	(868)	(888)
Ecart de conversion	(7)	-	(19)	(26)
Autres	-	(3)	16	12
Au 31 décembre 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
Variations de périmètre	-	-	-	-
Cessions	-	-	58	58
Amortissements et pertes de valeur	(43)	-	(1 008)	(1 051)
Ecart de conversion	2	1	(47)	(44)
Autres	44	(37)	(11)	(5)
AU 31 DECEMBRE 2012	(379)	(40)	(3 530)	(3 950)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2011	767	655	4 823	6 244
AU 31 DECEMBRE 2012	686	1 085	4 315	6 086

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2012 comprend principalement les développements réalisés au cours de l'exercice, en particulier sur le champ de Gudrun (169 millions d'euros) en Norvège.

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2011 comprenait notamment l'acquisition d'une participation complémentaire dans le champ de Njord (112 millions d'euros), ainsi que les développements réalisés au

cours de l'exercice sur le champ de Gudrun (145 millions d'euros) et sur la plateforme de Gjøa (96 millions d'euros) en Norvège.

En 2011, la ligne «Variation de périmètre» correspondait à la cession d'EFOG.



20.2 Coûts d'exploration pré-capitalisés

Le tableau suivant présente la variation nette des coûts d'exploration pré-capitalisés :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Valeur à l'ouverture	400	272
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	331	241
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(64)	(73)
Autres	(58)	(40)
VALEUR A LA CLOTURE	609	400

Les coûts d'exploration pré-capitalisés sont présentés dans l'état de situation financière au sein de la rubrique «Autres actifs».

20.3 Flux d'investissement de la période

Les dépenses d'investissement réalisées au titre des activités d'exploration-production en 2012 et 2011 s'élèvent respectivement à 700 millions d'euros et 636 millions d'euros. Elles sont présentées au sein de la ligne «Investissements corporels et incorporels» du tableau de flux de trésorerie.

NOTE 21 CONTRATS DE LOCATION-FINANCEMENT

21.1 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ preneur

La valeur nette comptable des immobilisations corporelles en location-financement est ventilée entre les différentes catégories d'immobilisations corporelles en fonction de leur nature.

Les principaux contrats de location-financement conclus par le Groupe concernent principalement les usines d'incinération de Novergie, certaines centrales électriques de GDF SUEZ Energy International et des centrales de cogénération de Cofely.

Paiements minimaux futurs, valeur actualisée :

<i>En millions d'euros</i>	Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2012		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2011	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	499	473	206	191
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	620	565	737	631
Au-delà de la 5 ^e année	423	322	936	564
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	1 542	1 360	1 879	1 386

La réconciliation entre les dettes de location-financement comptabilisées dans l'état de situation financière (cf. Note 15.2.1 «Dettes financières»), et les paiements minimaux non actualisés par échéance se présente de la manière suivante :

<i>En millions d'euros</i>	Total	1 ^{re} année	2 ^e à 5 ^e année	Au-delà de la 5 ^e année
Dettes de location-financement	1 360	447	533	380
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	182	53	86	43
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISES	1 542	499	620	423



21.2 Information sur les contrats de location-financement – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17. Il s'agit de contrats d'achat/vente d'énergie qui confèrent l'usage exclusif d'un actif de production au profit de l'acheteur d'énergie et de certains contrats avec des clients industriels portant sur des actifs détenus par le Groupe.

Le Groupe a ainsi comptabilisé des créances de location-financement au titre des centrales de cogénération destinées à Solvay (Electrabel - Belgique), Lanxess (Electrabel - Belgique), Bowin (Glow - Thaïlande), Saudi Aramco (Tihama - Arabie Saoudite) et au titre d'autres centrales électriques de GDF SUEZ Energy International.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Paiements minimaux non actualisés	2 399	2 358
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	29	54
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	2 428	2 412
Produits financiers non acquis	798	816
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 630	1 596
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	<i>1 608</i>	<i>1 561</i>
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	<i>22</i>	<i>35</i>

Les montants comptabilisés dans l'état de situation financière au titre des contrats de location-financement sont détaillés en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

Les paiements minimaux futurs non actualisés à recevoir au titre des contrats de location-financement s'analysent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	183	202
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	619	788
Au-delà de la 5 ^e année	1 597	1 368
TOTAL	2 399	2 358

NOTE 22 CONTRATS DE LOCATION SIMPLE

22.1 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ preneur

Les contrats de location simple conclus par le Groupe concernent essentiellement des méthaniers ainsi que divers bâtiments et mobiliers.

Les charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple sur les exercices 2012 et 2011 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Loyers minimaux	(1 107)	(1 047)
Loyers conditionnels	(60)	(165)
Revenus de sous-location	95	58
Charges de sous-location	(77)	(93)
Autres charges locatives	(320)	(179)
TOTAL	(1 468)	(1 425)



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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	886	812
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 923	1 950
Au-delà de la 5 ^e année	1 868	1 867
TOTAL	4 678	4 629

22.2 Information sur les contrats de location simple – GDF SUEZ bailleur

Ces contrats relèvent essentiellement de l'interprétation IFRIC 4 de la norme IAS 17 et concernent principalement des centrales électriques exploitées par GDF SUEZ Energy International.

Les revenus locatifs des exercices 2012 et 2011 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Loyers minimaux	842	889
Loyers conditionnels	111	18
TOTAL	953	906

Ces revenus locatifs sont comptabilisés en chiffre d'affaires.

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Au cours de la 1 ^{re} année	895	724
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	3 056	2 475
Au-delà de la 5 ^e année	1 647	1 960
TOTAL	5 598	5 159

NOTE 23 CONTRATS DE CONCESSION

L'interprétation SIC 29 – accords de concession de services – informations à fournir, publiée en mai 2001, traite des informations concernant les contrats de concession à donner dans les Notes aux comptes.

L'interprétation IFRIC 12 publiée en novembre 2006 traite de la comptabilisation de certains contrats de concession, répondant à certains critères, pour lesquels il est estimé que le concédant contrôle l'infrastructure (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

Comme précisé dans SIC 29 un accord de concession de services implique généralement le transfert par le concédant au concessionnaire, pour toute la durée de la concession :

- (a) du droit d'offrir des services permettant au public d'avoir accès à des prestations économiques et sociales majeures ; et
- (b) dans certains cas, du droit d'utiliser des immobilisations corporelles, des immobilisations incorporelles et/ou des actifs financiers spécifiés,

en échange de l'engagement par le concessionnaire

- (c) d'offrir des services conformément à certains termes et conditions pendant la durée de la concession ; et

- (d) s'il y a lieu, de restituer en fin de concession, les droits reçus au début de la concession et/ou acquis pendant la durée de la concession.

La caractéristique commune à tous les accords de concession de services est le fait que le concessionnaire à la fois reçoit un droit et contracte une obligation d'offrir des services publics.

Le Groupe gère un grand nombre de contrats de concession au sens de SIC 29 dans les domaines de la distribution d'eau potable, de l'assainissement, des déchets et de la distribution de gaz et d'électricité.

Ces contrats de concession comprennent des dispositions sur les droits et obligations concernant les infrastructures et les droits et obligations afférant au service public en particulier l'obligation de permettre l'accès au service public aux usagers, obligation qui dans certains contrats peut faire l'objet d'un calendrier. La durée des contrats de concession varie entre 10 et 65 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante



(activités d'incinération et BOT d'assainissement essentiellement) soit aux usagers (activités de distribution d'eau potable, de gaz et d'électricité). Ce droit se matérialise, soit par un actif incorporel, soit par une créance, soit par un actif corporel selon le modèle comptable applicable (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

Le modèle corporel est utilisé quand le concédant ne contrôle pas l'infrastructure comme, par exemple, les contrats de concession de distribution d'eau aux Etats-Unis qui ne prévoient pas l'obligation de retour au concédant des infrastructures qui restent en fin de contrat la propriété de GDF SUEZ ou en France, les contrats de concession de distribution de gaz naturel qui s'inscrivent dans le cadre de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946.

Il existe également une obligation générale de remise en bon état en fin de contrat des infrastructures du domaine concédé. Cette obligation se traduit le cas échéant (se reporter à la Note 1.4.7 «Concessions») par la constitution d'un passif de renouvellement.

En général, le tarif auquel le service est facturé est fixé et indexé pour toute la durée du contrat. Des clauses de révisions périodiques

(généralement quinquennales) sont néanmoins prévues en cas de modification des conditions économiques initialement prévues au moment de la signature des contrats. Par exception, dans certains pays (Etats-Unis, Espagne) il existe des contrats pour lesquels le prix est fixé annuellement selon les montants des dépenses effectuées au titre du contrat qui sont alors reconnues à l'actif (cf. Note 1.4.7 «Concessions»).

En France, pour la distribution de gaz naturel, les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution gaz dits ATRD sont fixés par arrêté ministériel après formulation d'un avis de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE). Le tarif est notamment élaboré à partir des charges de capital qui comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation des actifs exploités par le Groupe appelée Base d'Actifs Régulée (la BAR) selon les règles de durée d'amortissement et de taux de rémunération de capital investi fixé par la CRE. La BAR comprend essentiellement les conduites et branchements amortis sur une période de 45 ans.

NOTE 24 PAIEMENTS FONDES SUR DES ACTIONS

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

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2012	31 déc. 2011
Plans de stock-options	24.1	25	41
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	-	3
Share Appreciation Rights *	24.2	2	5
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	84	86
Autres plans du Groupe	24.3.5	3	12
TOTAL		114	145

* Emis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

Plans de stock-options GDF SUEZ

En 2012, comme en 2011, le Conseil d'Administration du Groupe a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions GDF SUEZ.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs à 2011 sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.

Plans de stock-options SUEZ Environnement Company

En 2012, le Conseil d'Administration de SUEZ Environnement Company a décidé de ne pas attribuer de nouveau plan d'options d'achat d'actions.

Les dispositifs relatifs aux différents plans antérieurs sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ Environnement Company.

24.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur
PLANS GDF SUEZ

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice ajusté (en euros)	Nombre de bénéficiaires par plan	Nombre d'options attribuées aux membres du Comité Exécutif	Solde à lever au 31/12/2011	Levées ⁽²⁾	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2012	Date d'expiration	Durée de vie restante	
20/11/2002	04/05/2001	20/11/2006	15,7	2 528	1 327 819	1 617 337	1 303 646	313 691	-	19/11/2012	-	
17/11/2004	27/04/2004	17/11/2008	16,8	2 229	1 302 000	5 062 400	3 301 054	1 761 346	-	16/11/2012	-	
09/12/2005 ⁽¹⁾	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	5 691 132	-	27 098	5 664 034	08/12/2013	0,9	
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 741 657	-	36 751	5 704 906	16/01/2015	2,0	
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 472 214	-	37 954	4 434 260	13/11/2015	2,9	
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 334 254	-	214 700	6 119 554	11/11/2016	3,9	
10/11/2009	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	5 088 999	-	81 824	5 007 175	09/11/2017	4,9	
TOTAL					8 618 819	34 007 993	4 604 700	2 473 364	26 929 929			
Dont :												
	Plans d'options d'achat d'actions					11 423 253	-	296 524	11 126 729			
	Plans de souscriptions d'actions					22 584 740	4 604 700	2 176 840	15 803 200			

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2012.

(2) Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 18,3 euros en 2012.

PLANS SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY

Plan	Date de l'AG d'autorisation	Point de départ d'exercice des options	Prix d'exercice (en euros)	Solde à lever au 31/12/2011	Levées *	Octroyées	Annulées ou Expirées	Solde à lever au 31/12/2012	Date d'expiration	Durée de vie restante
17/12/2009	26/05/2009	17/12/2013	15,5	3 415 890	-	-	42 106	3 373 784	16/12/2017	5,0
16/12/2010	26/05/2009	16/12/2014	14,2	2 920 500	-	-	20 200	2 900 300	15/12/2018	6,0
TOTAL				6 336 390	0	0	62 306	6 274 084		

* Dans des circonstances spécifiques telles que le départ à la retraite ou le décès, la levée d'options est autorisée de façon anticipée.

Le cours moyen de l'action SUEZ Environnement Company était de 9,4 euros en 2012.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2011	34 007 993	29,2
Options exercées	(4 604 700)	16,5
Options annulées	(2 473 364)	19,2
Solde au 31 décembre 2012	26 929 929	32,3



24.1.3 Impacts comptables

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans du Groupe est la suivante, compte tenu d'une hypothèse de turnover de 5% :

Date d'attribution	Émetteur	Juste valeur unitaire * (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2012	31 déc. 2011
17 janvier 2007	GDF SUEZ	12,3	-	1
14 novembre 2007	GDF SUEZ	15,0	-	14
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	13	14
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	8	8
17 décembre 2009	SUEZ Environnement Company	3,3	3	3
16 décembre 2010	SUEZ Environnement Company	2,9	2	2
TOTAL			25	41

* Le cas échéant, valeur moyenne pondérée entre plans avec et sans condition de performance.

24.1.4 Plans de Share Appreciations Rights

L'attribution de SAR aux salariés américains en 2008 et 2009, en remplacement des stock-options, a un impact non significatif sur les comptes du Groupe.

24.2 Augmentations de capital réservées aux salariés

Il n'y a pas eu d'augmentation de capital GDF SUEZ réservée aux salariés en 2012. Les seuls impacts sur le résultat 2012 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR, au titre desquels une charge de 2 millions d'euros a été comptabilisée (y compris couverture par des warrants).

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2012

Plan d'actions gratuites GDF SUEZ du 30 octobre 2012

Le Conseil d'Administration du 30 octobre 2012 a décidé de mettre en place un nouveau Plan d'Attribution Gratuite d'Actions (PAGA) au bénéfice des salariés du Groupe au titre de l'année 2012. Ce plan prévoit l'attribution gratuite d'environ 6 millions d'actions GDF SUEZ aux salariés du Groupe, sous conditions suivantes :

- ▶ une période d'acquisition des droits de trois ans (France, Italie, Espagne) ou quatre ans (tous les autres pays) ;
- ▶ une condition de présence (à l'exception des cas de retraite, décès, invalidité) au sein du Groupe le 30 juin 2015 (France, Italie, Espagne) ou au 30 juin 2016 (tous les autres pays) ;

- ▶ une période de durée de conservation obligatoire des actions de deux ans à compter de la date d'acquisition définitive (du 23 juin 2015) pour les salariés de France, Italie et Espagne.

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 5 décembre 2012

Le Conseil d'Administration du 5 décembre 2012 a approuvé l'attribution de 3,6 millions d'actions de performance aux cadres supérieurs et dirigeants 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 2016, suivie d'une période d'incessibilité de deux ans des titres acquis et
- ▶ des actions de performance dont la période d'acquisition des droits se termine le 14 mars 2017, sans période d'incessibilité.

Chaque tranche se décompose en instruments assortis de différentes conditions :

- ▶ instrument à condition simple : actions de performance soumises uniquement à une condition portant sur le *Total Shareholder Return* «TSR» du titre GDF SUEZ comparé à ceux des sociétés constituant l'indice Eurostoxx Utilities Eurozone, évalué pour la période entre novembre 2012 et février 2016 ;
- ▶ instrument à double condition : actions de performance soumises à la condition TSR décrite ci-dessus et à une condition portant sur l'évolution du résultat net récurrent part Groupe des exercices 2014 et 2015.

Plan d'actions gratuites / de performance émis par SUEZ Environnement Company

Les dispositifs relatifs aux différents plans attribués en 2012 sont décrits dans le Document de Référence de SUEZ Environnement Company.



24.3.2 Juste valeur des plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance

Les hypothèses suivantes ont été utilisées pour déterminer la juste valeur unitaire des nouveaux plans attribués en 2012.

<i>Date d'attribution</i>	Date d'acquisition des droits	Fin de la période d'incessibilité	Cours à la date d'attribution	Dividende attendu	Coût de financement pour le salarié	Coût d'incessibilité	Condition de performance liée au marché	Juste valeur unitaire
29 février 2012	14 mars 2014	14 mars 2016	19,5 €	1,2 €	8,0%	1,8 €	non	15,5 €
29 février 2012	14 mars 2015	14 mars 2017	19,5 €	1,2 €	8,0%	1,5 €	non	14,8 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 29 février 2012								15,1 €
30 octobre 2012	1 ^{er} novembre 2015	1 ^{er} novembre 2017	17,7 €	1,5 €	8,4%	1,5 €	non	11,7 €
30 octobre 2012	1 ^{er} novembre 2016	1 ^{er} novembre 2016	17,7 €	1,5 €	8,4%	-	non	11,8 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 30 octobre 2012								11,7 €
5 décembre 2012	14 mars 2016	14 mars 2018	17,2 €	1,5 €	8,4%	1,0 €	oui	7,2 €
5 décembre 2012	14 mars 2016	14 mars 2018	17,2 €	1,5 €	8,4%	1,3 €	oui	9,2 €
5 décembre 2012	14 mars 2017	14 mars 2017	17,2 €	1,5 €	8,4%	-	oui	6,7 €
5 décembre 2012	14 mars 2017	14 mars 2017	17,2 €	1,5 €	8,4%	-	oui	9,0 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 5 décembre 2012								8,1 €

24.3.3 Revue des conditions de performance interne des plans

Outre la condition de présence des salariés, certains plans d'actions gratuites et plan d'actions de performance sont assortis d'une condition de performance interne. Lorsque cette dernière n'a pas été atteinte en totalité, les volumes d'actions attribuées aux salariés sont

réduits conformément aux règlements des plans. Cette modification du nombre d'actions se traduit par une réduction de la charge totale des plans conformément aux dispositions d'IFRS 2.

L'appréciation de la condition de performance est revue à chaque clôture. Les réductions de volume opérées en 2012 au titre de la non atteinte de conditions de performance sont non significatives.



24.3.4 Plans d'actions gratuites avec ou sans condition de performance en vigueur au 31 décembre 2012 et impact sur le résultat de l'exercice

La charge enregistrée au cours de la période sur les plans en vigueur est la suivante :

Date d'attribution	Volume attribué ⁽¹⁾	Juste valeur unitaire ⁽²⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2012	31 déc. 2011
Plans en titres GDF SUEZ				
<i>Plans d'actions gratuites</i>				
Plan SUEZ juillet 2007	2 175 000	37,8	-	5
Plan d'abondement Spring août 2007	193 686	32,1	1	1
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	3	6
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	5	15
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19,4	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	31	16
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 100 000	11,7	3	-
<i>Plans d'actions de performance</i>				
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	1	(1)
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	4	12
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	1	3
Plan Uni-T mars 2010	51 112	21,5	-	-
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	18	17
Plan Uni-T mars 2011	57 337	23,3	1	-
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	10	1
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15,1	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8,1	1	-
Plans en titres SUEZ Environnement				
Plan SUEZ Environnement juillet 2009	2 040 810	9,6	2	5
Plan SUEZ Environnement décembre 2009	173 852	12,3	-	1
Plan SUEZ Environnement décembre 2010	829 080	11,6	3	3
Plan SUEZ Environnement mars 2012	828 710	8,8	2	-
			84	86

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

24.3.5 Plans d'actions de performance d'International Power

International Power a modifié ses plans d'actions de performance préalablement à la date de prise de contrôle par le Groupe GDF SUEZ. 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 plc 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 en 2011.

Les impacts relatifs aux actions de performance attribuées à compter de 2011 aux dirigeants et cadres supérieurs d'International Power plc sont non significatifs.

NOTE 25 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIEES

L'objet de la présente Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 26 «Rémunération des dirigeants».

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 29 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2012». Les principales entreprises associées et coentreprises sont listées respectivement dans la Note 13 «Participations dans les entreprises associées» et la Note 14 «Participations dans les coentreprises». Seules les opérations significatives sont décrites ci-dessous.

25.1 Relations avec l'Etat français et les sociétés participations de l'Etat français

25.1.1 Relations avec l'Etat Français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'Etat détient 36,7% du capital de GDF SUEZ ainsi que quatre représentants sur dix-huit au Conseil d'Administration.

L'Etat dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'Etat, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions de GDF SUEZ s'il considère ces décisions contraires aux intérêts de la France.

Les missions de service public dans le secteur de l'énergie sont définies par la loi du 3 janvier 2003.

Un nouveau contrat de service public précisant leur mise en œuvre a été signé le 23 décembre 2009, confortant les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France :

- ▶ au titre de ses missions de service public, le Groupe renforce ses engagements en matière de sécurité des biens et des personnes, de solidarité et de prise en charge des clients démunis, et de développement durable et de recherche ;

- ▶ au titre des conditions des évolutions tarifaires en France, ce contrat s'accompagne de la publication d'un décret qui redéfinit le cadre réglementaire global de fixation et d'évolution des tarifs réglementés du gaz naturel en France. L'ensemble de ce dispositif améliore la visibilité sur les conditions d'évolution des tarifs réglementés, en prévoyant notamment leur évolution en fonction des coûts engagés, et détermine les règles et les responsabilités des différents acteurs sur la période 2010-2013.

Les tarifs d'acheminement sur le réseau de transport GRTgaz, sur le réseau de distribution de gaz en France ainsi que les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers français sont régulés. Les éléments tarifaires sont fixés par arrêté ministériel.

25.1.2 Relation avec EDF

Gaz de France SA et EDF avaient signé le 18 avril 2005 une convention définissant leurs relations concernant les activités de distribution suite à la création, au 1^{er} juillet 2004, de l'opérateur commun des réseaux de distribution d'électricité et de gaz, EDF Gaz de France Distribution. En application de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie qui prévoit la filialisation des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité portés par les opérateurs historiques, les entités ERDF SA, filiale de EDF SA, et GrDF SA, filiale de GDF SUEZ SA, ont été créées respectivement au 1^{er} janvier 2007 et au 1^{er} janvier 2008, et opèrent dans la suite de la convention existant antérieurement entre les deux opérateurs.

25.2 Relations avec la CNIEG (Caisse Nationale des Industries Électriques et Gazières)

Les relations avec la CNIEG, qui gère l'ensemble des pensions de vieillesse, d'invalidité et de décès des salariés et retraités du Groupe affiliés au régime spécial des IEG, des agents d'EDF et des Entreprises Non Nationalisées (ENN) sont décrites dans la Note 19 «Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme».



25.3 Transactions avec les coentreprises ou entreprises associées

Coentreprises

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières	Engagements et garanties donnés
Eco Electrica	-	58	-	4	-	-	-	-
Tirreno Power	226	113	-	2	-	26	-	-
WSW Energie und Wasser	4	43	-	11	-	16	-	-
Energia Sustentavel Do Brasil	-	-	-	-	-	-	-	2 027
Thiess Degremont Joint Venture Design and Build (TD JV DB)	-	-	-	18	186	-	-	-
Inversiones Hornitos SA	-	6	2	8	58	2	-	-
Autres	152	66	7	62	28	43	33	148
TOTAL	382	286	9	105	272	87	33	2 175

Hormis les engagements hors bilan («Engagements et garanties données»), les données ci-dessus présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur nos états financiers au 31 décembre 2012 ; elles correspondent donc à l'impact de ces opérations après élimination des transactions internes.

Tous les chiffres ci-après sont également exprimés en vision contributive après élimination des transactions internes.

Eco Electrica (Porto Rico)

Les ventes de gaz naturel à Eco Electrica s'élèvent à 58 millions d'euros en 2012.

Tirreno Power (Italie)

Les achats et ventes d'électricité à Tirreno Power s'élèvent respectivement à 226 et 113 millions d'euros en 2012.

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

Les ventes et achats d'électricité entre le Groupe et WSW Energie und Wasser se sont élevés respectivement à 43 millions d'euros et 4 millions d'euros en 2012.

Energia Sustentavel Do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 60% du capital de la société Energia Sustentavel do Brasil. Ce consortium a été créé en 2008 dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau d'une capacité de 3 750 MW.

Au 31 décembre 2012, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentavel do Brasil s'élève à 3,6 milliards d'euros. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.

Thiess Degremont Joint Venture Design and Build (TD JV DB) (Australie)

Cette *joint venture* constituée entre Thiess (65%) et Degremont (35%) est en charge de la conception et de la construction de l'usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne.

GDF SUEZ détient 12,5% du capital de la société TD JV DB (branche SUEZ Environnement). Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 35%.

Le montant du compte courant envers la coentreprise s'élève à 186 millions d'euros dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Inversiones Hornitos SA (Chili)

GDF SUEZ détient 31,6% du capital de la société Inversiones Hornitos (branche GDF SUEZ Energy International). Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 60%.

Les prêts accordés par le Groupe à Inversiones Hornitos s'élèvent à 58 millions d'euros dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012.

Entreprises associées

<i>En millions d'euros</i>	Achats de biens et services	Ventes de biens et services	Résultat financier (hors dividendes)	Clients et autres débiteurs	Prêts et créances au coût amorti	Fournisseurs et autres créditeurs	Dettes financières	Engagements et garanties donnés
Sociétés intercommunales	883	88	2	1	-	2	-	363
Contassur	-	-	-	159	-	-	-	-
Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient	-	277	36	-	54	-	4	617
Paiton	-	25	13	-	268	-	-	-
Gaz de Strasbourg	-	130	-	16	-	-	-	-
Activités canadiennes d'énergies renouvelables	-	-	-	-	149	-	-	-
Autres	33	46	-	3	-	3	1	202
TOTAL	916	566	51	179	471	5	5	1 182

Sociétés intercommunales (Belgique)

Les sociétés intercommunales mixtes bruxelloise, flamandes et wallonnes assurent la gestion du réseau de distribution d'électricité et de gaz en Belgique.

Suite aux différentes opérations et événements intervenus au cours du 1^{er} semestre 2011 et au 31 décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), le Groupe n'exerce plus d'influence notable (i) sur les sociétés intercommunales mixtes flamandes depuis le 30 juin 2011 et (ii) sur l'intercommunale bruxelloise depuis le 31 décembre 2012. Le tableau ci-avant répertorie les transactions avec les intercommunales wallonnes et bruxelloise (jusqu'au 31 décembre 2012 pour l'intercommunale bruxelloise).

Les coûts de transport encourus par Electrabel Customer Solutions (ECS) au titre de l'utilisation du réseau de distribution de gaz et d'électricité des sociétés intercommunales se sont élevés à 830 millions d'euros au 31 décembre 2012 (contre 1 394 millions d'euros au 31 décembre 2011). Au 31 décembre 2012, les dettes fournisseurs envers les sociétés intercommunales mixtes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 363 millions d'euros les emprunts contractés par les sociétés intercommunales mixtes wallonnes dans le cadre de financement des réductions des fonds propres.

Contassur (Belgique)

Contassur est une société d'assurance-vie consolidée par mise en équivalence. Contassur est détenue par le Groupe à hauteur de 15%.

Contassur a contracté des contrats d'assurance principalement avec les fonds de pension qui couvrent en Belgique des avantages postérieurs à l'emploi accordés à des employés du Groupe mais également à ceux d'autres sociétés, opérant essentiellement dans les activités régulées du secteur gaz et électricité.

Les polices d'assurance contractées par Contassur constituent des droits à remboursement comptabilisés en tant qu'«Autres actifs» dans l'état de situation financière. Ces droits à remboursement s'élèvent à 159 millions d'euros au 31 décembre 2012 contre 128 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient

Ces sociétés projets au Moyen-Orient détiennent et exploitent des centrales de production électriques et des usines de dessalement d'eau de mer.

Les ventes du Groupe vers ces sociétés s'élèvent à 277 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 400 millions d'euros au 31 décembre 2011, et concernent des ventes d'électricité, de gaz et des prestations de service.

Les prêts accordés par le Groupe à ces sociétés projets au Moyen-Orient s'élèvent à 54 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 124 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 617 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 657 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Paiton (Indonésie)

Le Groupe détient 40,5% du capital de Paiton. Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 268 millions d'euros au 31 décembre 2012, contre 136 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Gaz de Strasbourg (France)

Le Groupe détient 24,9% du capital de Gaz de Strasbourg.

Les ventes de gaz à Gaz de Strasbourg s'élèvent à 130 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Activités canadiennes d'énergies renouvelables (Canada)

Le Groupe conserve 40% du capital des activités canadiennes d'énergies renouvelables après la cession partielle réalisée en décembre 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Le Groupe a accordé un prêt de 149 millions d'euros à ces activités d'énergies renouvelables au Canada.



NOTE 26 REMUNERATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 27 membres sur l'exercice 2012.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

En millions d'euros	31 déc. 2012	31 déc. 2011
Avantages à court terme	37	39
Avantages postérieurs à l'emploi	6	6
Paiements fondés sur des actions	10	12
Indemnités de fin de contrat	5	3
TOTAL	58	60

NOTE 27 LITIGES ET CONCURRENCE

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

Le montant des provisions pour litiges au 31 décembre 2012 s'élève à 927 millions d'euros contre 763 millions d'euros au 31 décembre 2011.

Les principaux litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituents, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels. Le traitement comptable appliqué à chacun de ces litiges n'est pas indiqué afin de ne pas révéler d'information susceptible de porter préjudice au Groupe dans le cadre de leur résolution.

27.1 Litiges et arbitrages

27.1.1 Electrabel – Etat de Hongrie

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a engagé auprès du Centre International de Règlement des Différends sur les Investissements («CIRDI») une procédure d'arbitrage international contre la Hongrie pour manquement à ses obligations découlant du Traité sur la Charte de l'Energie. Le différend porte notamment sur : (i) le respect du contrat long terme d'achat d'électricité, conclu le 10 octobre 1995, entre Dunamenti Erőmű (détenue à 74,82% par Electrabel) et MVM, société contrôlée par l'Etat hongrois (le «Contrat Dunamenti»), (ii) la résiliation de celui-ci et (iii) la réintroduction de tarifs d'électricité régulés.

Le 30 novembre 2012, le tribunal arbitral a rejeté les demandes du Groupe, à l'exception de la demande basée sur le principe de traitement juste et équitable relative aux coûts échoués, approuvé par la Commission européenne en avril 2010, découlant de la résiliation du contrat long terme. La décision sur cette demande est reportée à 2015 afin de permettre au tribunal arbitral de juger sur base d'une évaluation précise desdits coûts⁽¹⁾.

(1) Voir aussi Note 27.2.4 «Contrats à long terme en Hongrie».

27.1.2 Slovak Gas Holding

Slovak Gas Holding («SGH»), détenue à parts égales par GDF SUEZ et E.ON Ruhrgas AG, détient une participation de 49% dans Slovenský Plynárenský Priemysel, a.s. («SPP»), le solde de SPP étant détenu indirectement par la République Slovaque par l'intermédiaire du *National Property Fund*.

En novembre 2008, SGH a notifié à la République Slovaque un avis de différend (*notice of dispute*) fondé sur le Traité de la Charte de l'Energie et les Traités bilatéraux conclus entre les Républiques Slovaque et Tchèque d'une part, et les Pays-Bas d'autre part. Cet avis de différend est une condition nécessaire à l'engagement d'une procédure d'arbitrage international fondé sur les traités précités et a pour objet d'ouvrir une période informelle pour favoriser un règlement amiable du différend entre les parties. A la suite de ces négociations, l'avis de différend a été révisé le 28 décembre 2010.

En 2011, les négociations entre SGH et l'Etat slovaque avaient permis d'obtenir le retrait de la loi restreignant les demandes d'augmentation de tarifs pour couvrir les coûts de vente de gaz et une marge raisonnable de profit (loi dite «Lex SPP»).

SGH, GDF SUEZ et E.ON ont introduit une requête arbitrale, enregistrée le 5 avril 2012 auprès du CIRDI, pour violation du traité de la Charte de l'Energie par la République Slovaque. Le 14 décembre 2012, l'Etat slovaque, SGH, GDF SUEZ et E.ON ont signé un accord transactionnel qui était dans une large mesure dépendant de la réalisation effective de la vente de SGH à ENERGETICKÝ A PRŮMYSLŮVÝ HOLDING, qui est intervenue le 23 janvier 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). En conséquence, SGH, GDF SUEZ et E.ON ont notifié au CIRDI le 24 janvier 2013 le retrait de leur requête.

27.1.3 OPR sur Electrabel

A la suite de l'offre publique de reprise (OPR), lancée par SUEZ en juin 2007 sur les actions de sa filiale Electrabel qu'elle ne détenait pas encore, trois actionnaires, Deminor et deux autres fonds, ont initié le 10 juillet 2007 une procédure devant la Cour d'appel («CA») de Bruxelles à l'encontre de SUEZ et d'Electrabel pour obtenir un complément de prix. La demande a été rejetée par la Cour d'appel le 1^{er} décembre 2008.



Suite au pourvoi introduit par Deminor et consorts le 22 mai 2009, la Cour de Cassation a prononcé la cassation le 27 juin 2011. Par citation du 28 décembre 2012, Deminor et consorts ont assigné GDF SUEZ devant la Cour d'appel de Bruxelles dans une composition différente, aux fins qu'elle statue sur leur demande de complément de prix. L'audience d'introduction est fixée au 19 février 2013.

Une demande similaire de complément de prix, introduite par MM. Geenen et consorts auprès de la Cour d'appel de Bruxelles mais sans mise en cause d'Electrabel et de la FSMA («Autorité belge des services et marchés financiers», anciennement «Commission bancaire, financière et des assurances»), a été rejetée le 24 décembre 2009 pour des motifs de procédure. M. Geenen s'est pourvu en cassation le 2 juin 2010 contre l'arrêt du 24 décembre 2009. La Cour de cassation a rendu, le 3 mai 2012, un arrêt prononçant la cassation de l'arrêt de la Cour d'appel de Bruxelles. Il appartient désormais à M. Geenen d'assigner GDF SUEZ devant la Cour d'appel de Bruxelles dans une composition différente.

27.1.4 Total Energie Gaz

GDF SUEZ achète du gaz naturel auprès de Total Energie Gaz («TEGAZ»), filiale du groupe Total, au titre d'un contrat conclu le 17 octobre 2004 et a réclamé une révision du prix contractuel avec effet au 1^{er} mai 2011. Les négociations n'ayant pas abouti avec TEGAZ, GDF SUEZ a soumis en mars 2012 le différend portant sur la révision du prix contractuel à un collège d'experts conformément au contrat. Le 5 juin 2012, TEGAZ a notifié un différend quant à l'interprétation de certaines clauses du contrat susvisé, qui fait à ce jour l'objet d'une procédure d'arbitrage selon le règlement de l'Association Française de l'Arbitrage (AFA). TEGAZ a sollicité une mesure d'urgence visant à suspendre la procédure d'expertise pendant la procédure d'arbitrage, dont le bien fondé et la nécessité sont contestés par GDF SUEZ. Le tribunal arbitral a suspendu la procédure le 27 juillet 2012. Le 29 janvier 2013, le tribunal arbitral s'est déclaré compétent pour trancher l'ensemble des demandes formulées par TEGAZ et a jugé que 5 des 8 demandes formulées par TEGAZ sont recevables.

27.1.5 La Compagnie du Vent

Le 27 novembre 2007, GDF SUEZ a acquis 56,84% des titres de la Compagnie du Vent, SOPER (l'actionnaire d'origine) en conservant 43,16%. Le fondateur de la société (et propriétaire de SOPER), Jean-Michel Germa, est resté P-DG de la Compagnie du Vent.

Depuis 2011, différents litiges opposent GDF SUEZ à Jean-Michel Germa et SOPER quant à sa révocation du poste de P-DG. Après une annulation par la Cour d'Appel de Montpellier de la première Assemblée Générale de la Compagnie du Vent du 27 mai 2011, une seconde Assemblée Générale, le 3 novembre 2011, a finalement désigné un nouveau dirigeant proposé par GDF SUEZ.

Restent cependant pendants : (i) le litige intenté le 23 août 2011, par la Compagnie du Vent devant le Tribunal de Commerce de Montpellier contre SOPER afin de condamner cette dernière à réparer le préjudice moral subi par la Compagnie du Vent, pour abus de minorité, à hauteur de 500 000 euros, (ii) le litige intenté le 15 février 2012 devant le Tribunal de Commerce de Paris par Jean-Michel Germa contre GDF SUEZ en responsabilité contractuelle et responsabilité délictuelle à l'occasion de sa révocation en tant que P-DG de La Compagnie du Vent, (iii) la procédure intentée devant le Tribunal de Commerce de Montpellier, par SOPER le 21 mai 2012, contre GDF SUEZ, la Compagnie du Vent et l'actuel P-DG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, et (iv) la procédure intentée par SOPER, le 18 janvier 2013 devant le Tribunal de Commerce de Paris, afin de condamner GDF SUEZ à indemniser SOPER à hauteur d'environ 214 millions d'euros en raison de la violation alléguée de l'accord et du pacte d'associés signés en 2007. Par ailleurs, SOPER a également notifié à GDF SUEZ sa

volonté d'exercer sa promesse d'achat à raison de 5% des actions de la Compagnie du Vent détenues par SOPER. Le prix des actions a été fixé par un expert à l'issue de la procédure prévue contractuellement.

27.1.6 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011

Litiges portant sur les tarifs réglementés du dernier trimestre 2011

L'arrêté interministériel du 29 septembre 2011 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux de distribution de GDF SUEZ, a gelé les tarifs réglementés du gaz naturel, en dépit d'un avis défavorable de la CRE du 22 septembre 2011. GDF SUEZ considère que cet arrêté n'est conforme ni à la loi qui impose que les tarifs réglementés couvrent l'intégralité des coûts, ni aux règles d'un marché ouvert à la concurrence, ni au contrat de service public signé entre l'Etat et le Groupe.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 13 octobre 2011, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'Etat pour excès de pouvoir.

En outre, l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a obtenu, le 28 novembre 2011, du juge des référés du Conseil d'Etat, la suspension de l'arrêté du 29 septembre 2011. Le Conseil d'Etat a annulé le 10 juillet 2012, l'arrêté du 29 septembre 2011 sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pris par les ministres de l'économie et de l'énergie.

Dans sa décision le Conseil d'Etat relève que l'arrêté est entaché d'une erreur de droit, en ce qu'il fixe les tarifs à un niveau inférieur à celui qui aurait résulté de l'application de la formule tarifaire telle que déterminée par la réglementation en vigueur.

Le Conseil d'Etat a donc enjoint aux ministres concernés de prendre, dans un délai d'un mois, un nouvel arrêté tarifaire fixant une évolution des tarifs conforme à la réglementation pour la période du 1^{er} octobre 2011 au 31 décembre 2011, ce qui a été fait par arrêté du 1^{er} août 2012. Un produit estimé à 210 millions d'euros a été comptabilisé au titre de ce rattrapage tarifaire dans les états financiers 2012.

Litiges portant sur les tarifs réglementés à compter de juillet 2012

Par ailleurs, l'arrêté ministériel du 18 juillet 2012 a fixé à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France à partir du 20 juillet 2012. Le Groupe considère que cette évolution tarifaire ne lui permet pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 24 août 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'Etat pour excès de pouvoir. Enfin, l'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 fixe à 2% l'évolution du tarif réglementé du gaz naturel en France pour la période du 29 septembre 2012 au 31 décembre 2012. Le Groupe considère que cette évolution tarifaire ne lui permet pas de couvrir l'intégralité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et ses coûts hors approvisionnement.

En conséquence, GDF SUEZ a, le 15 novembre 2012, attaqué ledit arrêté devant le Conseil d'Etat pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'Etat a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux Ministres en charge de l'Energie et des Finances de se prononcer de nouveau sur les tarifs réglementés du gaz dans un délai d'un mois, en appliquant les textes en vigueur.

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'Etat a annulé, au fond, les arrêtés des 27 juin 2011, 18 juillet 2012 et 26 septembre 2012 en tant qu'ils n'ont pas fixé l'augmentation du tarif réglementé du gaz naturel au niveau nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ. Il a enjoint l'Etat de prendre de nouveaux



arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de cette décision du Conseil d'Etat et des nouveaux arrêtés tarifaires seront comptabilisés dans les états financiers de l'exercice 2013. L'impact positif sur l'EBITDA 2013 est estimé à environ 150 millions d'euros.

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

En décembre 2011, la CREG (régulateur belge des marchés du gaz et de l'électricité) a approuvé la proposition tarifaire d'ELIA SYSTEM OPERATOR (gestionnaire du réseau de transport d'électricité) pour la période 2012-2015. Electrabel y est opposée principalement s'agissant de deux aspects : (i) l'application de tarifs d'injection pour l'utilisation du réseau et (ii) les tarifs d'injection pour les services ancillaires.

Une procédure en annulation de la décision de la CREG a été entamée par Electrabel devant la Cour d'appel de Bruxelles qui, le 6 février 2013 a annulé la décision de la CREG du 22 décembre 2011 dans son intégralité.

27.1.8 NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij)

En juin 2011, NAM avait assigné GDF SUEZ E&P Nederland BV (Groupe GDF SUEZ) en paiement d'un ajustement de prix dans le cadre des accords de cession à GDF SUEZ d'actifs d'exploration-production situés aux Pays-Bas et d'une participation dans Nogat BV, au titre d'une charge d'impôt de 50 millions d'euros qu'elle prétendait avoir supportée pour le compte de GDF SUEZ entre la date d'effet et la date de conclusion de la transaction. Cette demande d'ajustement avait toujours été contestée par GDF SUEZ comme non conforme aux accords.

En réponse aux demandes de NAM, GDF SUEZ E&P Nederland BV avait déposé une réclamation contre NAM de 5,9 millions d'euros.

Le 21 mai 2012, la *District Court* de La Haye a débouté GDF SUEZ E&P Nederland BV de sa demande et l'a condamnée à payer la demande en principal de NAM, majorée d'un taux d'intérêt de 3,8% à compter du 17 janvier 2011.

La décision étant exécutoire, le règlement a d'ores et déjà été effectué. GDF SUEZ E&P Nederland BV a interjeté appel le 1^{er} août 2012. La décision devrait intervenir au cours de l'année 2013.

27.1.9 Argentine

En janvier 2002 en Argentine, une Loi d'urgence publique et de réforme du régime des changes («Loi d'Urgence») a bloqué les augmentations de tarifs des contrats de concession en empêchant l'indexation des tarifs en cas de dépréciation du peso argentin par rapport au dollar américain. En 2003, SUEZ – désormais GDF SUEZ – et ses coactionnaires, concessionnaires des eaux de Buenos Aires et de Santa Fe, ont entamé deux procédures d'arbitrage contre l'Etat argentin (autorité concédante), afin de faire appliquer les clauses contractuelles des contrats de concession devant le CIRDI conformément aux traités bilatéraux franco-argentin de protection des investissements.

Ces procédures d'arbitrage CIRDI visent à obtenir des indemnités pour compenser la perte de valeur des investissements consentis depuis le début de la concession, suite aux mesures adoptées par l'Argentine après promulgation de la loi d'Urgence. Les audiences ont eu lieu dans le courant de l'année 2007 pour les deux arbitrages. Parallèlement aux procédures CIRDI, les sociétés concessionnaires Aguas Argentinas («AASA») et Aguas Provinciales de Santa Fe

(«APSF») ont dû entamer des procédures de résiliation des contrats de concession devant les juridictions administratives locales.

Toutefois, la situation financière des sociétés concessionnaires s'étant dégradée depuis la loi d'Urgence, APSF a annoncé sa mise en liquidation judiciaire lors de son Assemblée Générale du 13 janvier 2006.

Parallèlement, AASA a demandé à bénéficier du «*Concurso Preventivo* (1)». Dans ce cadre, une proposition concordataire opérant novation du passif admissible d'AASA approuvée par les créanciers et homologuée par le juge de la faillite le 11 avril 2008 a permis en partie le règlement du passif. La proposition prévoit un premier paiement de 20% du passif (2) (lors de l'homologation) et un second paiement de 20% en cas d'indemnisation par l'Etat argentin. GDF SUEZ et Agbar, en tant qu'actionnaires de contrôle, ont décidé d'aider financièrement Aguas Argentinas à faire face à ce premier paiement et ont versé respectivement, lors de l'homologation, les sommes de 6,1 et 3,8 millions de dollars américains.

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

Par deux décisions datées du 30 juillet 2010, le CIRDI a reconnu la responsabilité de l'Etat argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. Ces deux décisions de principe seront suivies, dans les prochains mois, de la détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis.

L'expert devrait remettre ses conclusions définitives au premier semestre 2013.

27.1.10 United Water – Lake DeForest

En mars 2008, des riverains de la rivière Hackensack dans le comté de Rockland (Etat de New York) ont déposé une réclamation auprès de la cour suprême de l'Etat de New York d'un montant de 66 millions de dollars américains (désormais 130 millions de dollars américains) contre United Water (filiale de SUEZ Environnement, ci-après «UW») à la suite d'inondations consécutives à des pluies torrentielles.

Ces riverains allèguent un défaut d'entretien du réservoir et du barrage de Lake DeForest attenant au réservoir de Lake DeForest qui, à la suite de ces pluies torrentielles, n'aurait pas fonctionné correctement et n'aurait pas permis un déversement progressif des eaux dans la rivière Hackensack sur laquelle il est érigé, causant ainsi des inondations chez ces riverains. Le réseau d'évacuation des eaux pluviales dont UW est l'opérateur se déversant en amont du barrage, les riverains, pourtant situés en zone inondable, réclament à l'encontre de UW des dommages et intérêts compensatoires pour 65 millions de dollars américains ainsi que des dommages et intérêts punitifs d'un montant équivalent, alléguant une négligence dans l'entretien du barrage et du réservoir. Cette deuxième demande a été rejetée le 31 mai 2011.

UW estime ne pas être responsable des inondations ni de l'entretien du barrage et du réservoir et que les plaintes ne devraient pas pouvoir prospérer. UW a déposé une «*motion to dismiss*» en juillet 2009 visant à faire juger qu'elle n'avait pas l'obligation d'exploiter le barrage en tant qu'ouvrage de prévention des inondations. Le rejet de cette demande prononcé le 27 août 2009 a été confirmé le 1^{er} juin 2010. UW a interjeté appel de cette dernière décision.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.



Par décision rendue le 12 octobre 2012, la juridiction saisie a rejeté l'intégralité des demandes des riverains. Ces derniers ont fait appel.

27.1.11 Novergie

Novergie Centre-Est (Groupe SUEZ Environnement) exploitait une usine d'incinération de déchets ménagers à Gilly-sur-Isère près d'Albertville (Savoie), construite en 1984 et appartenant à la société d'économie mixte SIMIGEDA (syndicat intercommunal mixte de gestion des déchets du secteur d'Albertville). En 2001, des taux élevés de dioxine ont été relevés à proximité de l'usine d'incinération et le Préfet de Savoie a ordonné la fermeture de l'usine en octobre 2001.

Des plaintes avec constitution de partie civile furent déposées en mars 2002 contre notamment le président de SIMIGEDA, le Préfet du département de la Savoie et Novergie Centre-Est pour empoisonnement, mise en danger de la vie d'autrui, et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération. Au 1^{er} semestre 2009, la Cour de Cassation a confirmé la décision de la Cour d'appel de Lyon rejetant une constitution de partie civile.

Parallèlement à la mise en examen du SIMIGEDA, Novergie Centre-Est a été mise en examen le 22 décembre 2005 pour les chefs de mise en danger de la vie d'autrui et coups et blessures non intentionnels, au titre d'une pollution causée par l'usine d'incinération.

Dans le cadre de la procédure, les expertises judiciaires demandées ont établi qu'il n'y avait pas d'augmentation du nombre de cancers parmi les populations riveraines.

Le 26 octobre 2007, le juge d'instruction en charge du dossier a prononcé un non-lieu à l'encontre des personnes physiques mises en examen pour mise en danger d'autrui. En revanche, le juge a ordonné le renvoi du SIMIGEDA et de Novergie Centre-Est devant le tribunal correctionnel d'Albertville pour avoir fait fonctionner l'incinérateur «sans autorisation préalable, en raison de la caducité de l'autorisation initiale par suite des changements significatifs des conditions d'exploitation». La chambre de l'instruction de la Cour d'Appel de Chambéry a, le 9 septembre 2009, confirmé la décision de non-lieu pour mise en cause de la vie d'autrui.

Novergie Centre-Est, constatant que les principaux responsables des infractions reprochées ne seraient pas présents à l'audience du tribunal correctionnel, a déposé une plainte contre X pour entrave à la justice et organisation frauduleuse de l'insolvabilité en date du 28 septembre 2010.

L'audience devant le tribunal correctionnel s'est tenue le 29 novembre 2010. 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. Le 21 février 2012, la Cour d'Appel a infirmé le jugement de première instance et relaxé Novergie Centre-Est.

27.1.12 Société des Eaux du Nord

Des négociations ont été engagées en 2008 entre la Communauté Urbaine de Lille Métropole («LMCU») et la Société des Eaux du Nord (SEN), filiale de Lyonnaise des Eaux France, dans le cadre de la révision quinquennale du contrat de concession de la distribution d'eau potable (le «Contrat»). Ces négociations portaient en particulier sur les obligations de renouvellement à la charge de la SEN en vertu des avenants signés en 1996 et 1998. Fin 2009, une commission arbitrale saisie par la SEN et LMCU en vertu du Contrat, présidée

par M. Camdessus, a formulé des recommandations sur la révision du Contrat.

En dépit des recommandations, le Conseil Communautaire du 25 juin 2010 de LMCU a unilatéralement approuvé la signature d'un avenant au Contrat qui prévoit notamment l'émission d'un titre de recettes d'un montant de 115 millions d'euros à l'encontre de la SEN. Ce montant correspondrait selon la LMCU à la restitution immédiate du solde des provisions de renouvellement non utilisées, assorties d'intérêts.

Deux recours en l'annulation de la délibération du 25 juin 2010 et des décisions prises en application ont été introduits devant le Tribunal Administratif de Lille en date du 6 septembre 2010 par la SEN ainsi que par Lyonnaise des Eaux France en sa qualité d'actionnaire de la SEN.

L'audience s'est déroulée le 29 janvier 2013. Le rapporteur a donné un avis allant dans le sens d'une annulation de la délibération du 25 juin 2010. Le jugement devrait être rendu au cours du premier semestre 2013.

27.1.13 Melbourne – AquaSure

En 2009, la société AquaSure (détenue à 21% par SUEZ Environnement) a remporté par appel d'offres, pour une période de 30 ans, le financement, la conception, la construction et l'exploitation d'une usine de dessalement d'eau de mer desservant l'agglomération de Melbourne. AquaSure a confié la conception et la construction de l'usine à une *joint venture* (ci-après la «JV») (détenue à 65% par Thiess – Groupe Leighton - et à 35% par Degrémont - filiale de SUEZ Environnement). Le calendrier contractuel de la construction prévoyait la réception de l'usine le 30 juin 2012, les travaux de construction ayant démarré en septembre 2009.

Des aléas climatiques majeurs et des problèmes sociaux ont retardé l'avancement du chantier. En décembre 2011, 88% de l'usine étaient achevés, entraînant un report de plusieurs mois des dates de réception et de mise en production.

La JV souhaite obtenir une extension de délai et une compensation financière, car elle ne s'estime que partiellement responsable des retards et surcoûts. Deux réclamations ont déjà été présentées : (i) une demande d'extension de délai liée aux événements météorologiques cycloniques de 80 jours à fin octobre 2011 avec demande de compensation pour les coûts supplémentaires engagés, (ii) une demande d'extension de délai de 194 jours liée au contexte social dont la quantification des compensations financières est en cours d'évaluation.

Le 15 décembre 2011, un moratoire ⁽¹⁾ est intervenu entre AquaSure et la JV, ouvrant une période de négociations contractuelles jusqu'au 31 mars 2012.

Le 24 avril 2012, un nouveau moratoire a été signé entre AquaSure et la JV. L'objet de ce moratoire est d'assurer le financement d'AquaSure entre le 1^{er} juillet 2012 et la réception de l'usine d'une part, et de permettre la présentation et la poursuite des réclamations contre l'Etat de Victoria d'autre part.

D'autre part, SUEZ Environnement et son partenaire, le Groupe Leighton, considèrent que la majorité des surcoûts sont liés à des éléments dont certains relèvent de la force majeure, et qu'ils ne leur sont pas imputables en totalité. Dans ce cadre, des réclamations d'un montant supérieur à 1 milliard de dollars australiens ont été présentées par la *joint venture* de construction.

(1) «Standstill».



La construction physique de l'usine est achevée, la phase de mise en route d'une durée d'environ six mois a démarré. L'usine a atteint avec succès la *preliminary commercial acceptance* le 29 septembre 2012, l'eau produite depuis cette date est désormais vendue à l'Etat du Victoria.

Les étapes suivantes dénommées *commercial acceptance* et *reliability tests performance* ayant été atteintes, la réception finale de l'usine est donc intervenue le 17 décembre 2012. Les parties ont décidé de prolonger jusqu'au 28 février 2013 les effets du moratoire approuvé par les banques prêteuses le 18 mai 2012.

27.1.14 Fos Cavaou – Exploitation

Par arrêté du 15 décembre 2003 pris au titre des Installations Classées pour la Protection de l'Environnement («ICPE»), le préfet des Bouches du Rhône a autorisé Gaz de France à exploiter un terminal méthanier à Fos Cavaou. Le permis de construire de l'installation a été délivré par un second arrêté préfectoral pris le même jour. Ces deux arrêtés ont fait l'objet de recours contentieux.

Le permis de construire a fait l'objet de deux recours en annulation introduits devant le Tribunal administratif de Marseille, l'un par la commune de Fos-sur-Mer, l'autre par le Syndicat d'Agglomération Nouvelle («SAN»). Ces recours n'ont pas abouti.

L'arrêté d'exploitation a fait l'objet de deux recours en annulation devant le Tribunal administratif de Marseille déposés, l'un par l'Association de Défense et de Protection du Littoral du Golfe de Fos-sur-Mer (ADPLGF), l'autre par un particulier.

Le Tribunal administratif de Marseille a annulé l'arrêté préfectoral d'exploitation du terminal de Fos Cavaou par jugement rendu le 29 juin 2009. Elengy, Groupe GDF SUEZ, qui est venue aux droits de GDF SUEZ dans cette procédure, ainsi que le Ministre de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer ont interjeté appel respectivement le 9 juillet 2009 et le 28 septembre 2009. La procédure s'est poursuivie devant la Cour administrative d'appel de Marseille qui a confirmé l'annulation de l'arrêté d'exploitation du 15 décembre 2003 le 8 octobre 2011.

Le 6 octobre 2009, le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un arrêté mettant en demeure Elengy de déposer au plus tard le 30 juin 2010 un dossier de demande d'autorisation d'exploiter pour régulariser la situation administrative du terminal et permettant la poursuite de la construction ainsi qu'une exploitation partielle de celui-ci.

Le 25 août 2010 le préfet des Bouches-du-Rhône a pris un nouvel arrêté portant modification de l'arrêté du 6 octobre 2009, permettant l'exploitation provisoire du terminal sans restrictions dans l'attente de la régularisation définitive de sa situation administrative.

Elengy a déposé le 30 juin 2010 en préfecture un dossier de demande d'autorisation d'exploiter.

L'arrêté préfectoral autorisant l'exploitation totale du terminal de Fos Cavaou a été accordé le 14 février 2012.

27.1.15 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG ⁽¹⁾, filiale d'Elengy à 72,4% et de Total à 27,6%, a déposé le 17 janvier 2012 une demande d'arbitrage auprès de la Cour internationale d'arbitrage de la Chambre de commerce internationale («CCI») contre le groupement d'entreprises composé de trois sociétés : SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA (ci-après «STS»).

(1) Ex Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou.

(2) Loi du 23 décembre 2009.

(3) Loi du 29 décembre 2010.

(4) Loi du 8 janvier 2012.

Le litige porte sur la construction du terminal méthanier appartenant à Fosmax LNG, terminal destiné à décharger le gaz naturel liquide apporté par des navires, à le stocker, à le regazéifier et à l'injecter dans le réseau de transport de gaz naturel.

Le terminal a été réalisé par STS en application d'un contrat «clé en mains» conclu le 17 mai 2004 pour un prix forfaitaire, non révisable, incluant l'intégralité des travaux de construction et de fournitures. Le délai impératif pour l'achèvement complet et l'obtention de l'ouvrage avait été fixé au 15 septembre 2008, délai assorti de pénalités de retard.

L'exécution du contrat a été marquée par une série de difficultés. STS ayant refusé d'achever une partie des travaux et ayant livré un terminal inachevé avec un retard de 18 mois, Fosmax LNG a procédé à la mise en régie en 2010 de la majeure partie des travaux restant à réaliser et fait appel à des entreprises extérieures pour l'exécution de ceux-ci.

Fosmax LNG a demandé réparation du préjudice qu'elle a subi en engageant une procédure arbitrale sous l'égide de la CCI. Fosmax LNG a déposé son mémoire en demande le 19 octobre 2012.

27.1.16 Contestation des contributions nucléaires en Belgique

La loi-programme du 22 décembre 2008 impose une contribution de 250 millions d'euros à la charge des producteurs nucléaires. Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a contesté cette contribution devant la Cour Constitutionnelle, qui a rejeté ce recours par son arrêt du 30 mars 2010. Cette contribution a par ailleurs été reconduite pour 2009 ⁽²⁾, 2010 ⁽³⁾ et 2011 ⁽⁴⁾. Electrabel s'est donc, à ce titre, acquittée au total de 859 millions d'euros. En vertu d'un protocole d'accord signé le 22 octobre 2009 entre l'Etat belge et le Groupe, cette contribution n'aurait cependant pas dû être reconduite, mais remplacée par une contribution liée à l'extension de la durée d'exploitation de certaines centrales nucléaires. Electrabel a introduit le 9 septembre 2011 une action en répétition des montants payés. La procédure suit son cours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles.

27.1.17 Réclamations du fisc belge et de l'Administration de l'énergie

Les services de l'Inspection Spéciale des Impôts belge réclament un montant de 188 millions d'euros à SUEZ-Tractebel, Groupe GDF SUEZ, concernant ses investissements passés au Kazakhstan. SUEZ-Tractebel a introduit un recours administratif contre ces demandes. L'Administration fiscale n'ayant toujours pas statué 10 ans après, un recours devant le Tribunal de première instance de Bruxelles a été introduit en décembre 2009.

Les services de l'Inspection Spéciale ont procédé à la taxation en Belgique des revenus financiers réalisés au Luxembourg par les succursales de gestion de trésorerie d'Electrabel et de SUEZ-Tractebel établies au Luxembourg. Ces revenus financiers qui ont été soumis à l'impôt au Luxembourg sont exonérés d'impôt en Belgique conformément à la convention préventive de double imposition belgo-luxembourgeoise. L'Inspection Spéciale refuse cette exonération en argumentant sur la base d'un prétendu abus de droit. Le montant total des enrôlements s'élève à 265 millions d'euros au titre des exercices 2003 à 2009. Un premier jugement, n'abordant pas le problème de fond, a été rendu le 25 mai 2011, confortant la position d'Electrabel. Entre-temps, ce jugement a entraîné un dégrèvement partiel dont le montant total s'élève à 48 millions d'euros (exercices 2005-2007).



L'Administration de l'énergie a réclamé à Electrabel pour les années 2006 à 2011 un montant total de prélèvement sur sites non utilisés de 356 millions d'euros. Compte tenu du jugement rendu par le Tribunal de première instance de Bruxelles le 17 février 2010 concernant les prélèvements sur sites non utilisés de 2006 à 2008, qui lui est en grande partie favorable, Electrabel a introduit pour chacune des années 2009 à 2011 une déclaration pour le seul site qu'elle considère devoir faire l'objet du prélèvement. L'Administration a, quant à elle, maintenu sa position antérieure et a établi pour chacune de ces années des prélèvements sur 7 sites (dont le site déclaré). Electrabel a contesté ces prélèvements en premier lieu par la voie administrative et ensuite par l'introduction de recours auprès du Tribunal de première instance de Bruxelles. Electrabel n'a pas payé les prélèvements de 2009 et 2010, considérant qu'ils ont été établis tardivement. Elle a en revanche payé une somme de 6,25 millions d'euros au titre du prélèvement 2011 sur le site déclaré. Electrabel n'a pas établi de déclaration pour 2012 car le seul site susceptible de faire l'objet du prélèvement ne bénéficie plus d'un permis d'exploitation pour production d'électricité.

27.1.18 Réclamation du fisc français

Par une proposition de rectification en date du 22 décembre 2008, l'Administration fiscale française a contesté le traitement fiscal de la cession de créance de précompte opérée en 2005 par SUEZ pour un montant de 995 millions d'euros. Le 7 juillet 2009, les autorités fiscales ont notifié à GDF SUEZ le maintien de leur position, laquelle a été confirmée le 7 décembre 2011. GDF SUEZ est en attente de l'avis de mise en recouvrement. A noter que les décisions du Conseil d'Etat, du 10 décembre 2012, dans les affaires Rhodia et Accor relatives au contentieux précompte, peuvent indirectement affecter notre argumentation, sans toutefois modifier notre position compte tenu de l'état d'avancement des procédures en cours nous concernant.

27.1.19 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, contestait l'enrôlement de 323 millions de reais brésiliens ⁽¹⁾ notifié le 30 décembre 2010 par l'Administration fiscale brésilienne au titre des exercices 2005 à 2007. L'Administration fiscale refusait, à tort selon Tractebel Energia, des déductions liées à un dispositif d'incitation fiscal «RIC» sur des immobilisations en construction.

En février 2012, Tractebel Energia a obtenu une décision favorable qui est actuellement soumise à confirmation par le tribunal administratif.

27.2 Concurrence et concentrations

27.2.1 Procédure Accès France

Le 22 mai 2008, la Commission européenne a annoncé l'ouverture d'une procédure à l'encontre de Gaz de France concernant un soupçon d'abus de position dominante et d'entente au travers notamment d'une combinaison de réservations à long terme de capacités de transport et de contrats d'importation ainsi que d'éventuels sous-investissements dans les infrastructures de transport et d'importation.

Le 22 juin 2009, la Commission européenne a fait parvenir à GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy une évaluation préliminaire dans laquelle elle considérait que GDF SUEZ était susceptible d'avoir abusé de sa position dominante en verrouillant durablement l'accès aux capacités d'importation en France ce qui aurait restreint la concurrence sur le marché de la fourniture de gaz naturel en France. Le 24 juin 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont proposé des engagements en réponse à l'évaluation préliminaire tout en exprimant leur désaccord avec les conclusions de cette dernière.

Le 9 juillet 2009, ces engagements ont été soumis à un test de marché et la Commission a ensuite informé GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy des observations des tiers. Le 21 octobre 2009, GDF SUEZ, GRTgaz et Elengy ont soumis une proposition d'engagements modifiés qui ont été rendus obligatoires par une décision de la Commission européenne du 3 décembre 2009. Les engagements visent à faciliter les conditions d'accès et à accroître la concurrence sur le marché du gaz naturel en France. Cette décision de la Commission met fin à la procédure ouverte en mai 2008. Sous le contrôle d'un mandataire (Société Advolis) agréé par la Commission européenne, la mise en œuvre des engagements se poursuit.

27.2.2 MEGAL

En 2008, Gaz de France a reçu une communication de griefs de la Commission européenne faisant état de présomptions de concertation avec E.ON ayant pour effet de restreindre la concurrence sur leurs marchés respectifs, en particulier concernant les livraisons de gaz naturel transporté par le gazoduc MEGAL. La Commission Européenne avait considéré que cette entente, qui a pris fin en 2005, avait débuté en 1975 à l'occasion de la conclusion des accords relatifs à la construction du gazoduc MEGAL et que les deux entreprises s'étaient entendues pour que GDF SUEZ n'utilise pas le gaz transporté sur le gazoduc MEGAL pour fournir des clients situés en Allemagne et qu'E.ON ne transporte pas de gaz vers la France via MEGAL. En 2009, la Commission européenne a ainsi condamné les deux entreprises à payer une amende de 553 millions d'euros pour entente. Cette amende a été payée par GDF SUEZ. En 2009, GDF SUEZ a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne un recours en annulation de cette décision.

Le Tribunal de l'Union européenne a, le 29 juin 2012, réduit de 553 à 320 millions d'euros, le montant de l'amende infligée à GDF SUEZ, la réduisant ainsi de 233 millions d'euros, qui ont été remboursés au Groupe le 31 juillet 2012. Cet arrêt n'ayant pas fait l'objet d'un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne, est devenu définitif.

27.2.3 Compagnie Nationale du Rhône

Electrabel, Groupe GDF SUEZ, a été condamnée par la Commission européenne par décision du 10 juin 2009 à une amende de 20 millions d'euros pour ne pas avoir notifié la prise de contrôle de la Compagnie Nationale du Rhône à la Commission européenne dès fin 2003 et pour avoir mis en œuvre cette prise de contrôle avant qu'elle ait été autorisée par la Commission européenne. Cette décision fait suite à la notification de griefs envoyée le 17 décembre 2008 à laquelle il a été répondu par un mémoire en réponse le 16 février 2009. Electrabel a introduit devant le Tribunal de l'Union européenne le 20 août 2009 un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne. Dans son arrêt du 12 décembre 2012, le Tribunal a rejeté dans son intégralité le recours formé contre la décision de la Commission. Electrabel a formé un pourvoi devant la Cour de Justice de l'Union européenne contre l'arrêt du Tribunal.

27.2.4 Contrats à long terme en Hongrie

Dans une décision du 4 juin 2008, la Commission européenne a qualifié d'aides d'Etat illégales et incompatibles avec le Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, les contrats à long terme d'achat d'électricité conclus entre les producteurs d'électricité et la Hongrie en vigueur au moment de l'accession de la Hongrie à l'Union européenne. Elle a invité la Hongrie à revoir ce système de contrats et à récupérer les aides d'Etat illégales auprès des producteurs d'électricité, le cas échéant en indemnisant les parties prenantes à ces contrats via un mécanisme de compensation des coûts échoués.

(1) Environ 118 millions d'euros.



Le Groupe est directement concerné puisque sa filiale Dunamenti Erőmű est partie à un contrat à long terme d'achat d'électricité conclu le 10 octobre 1995 avec MVM (société contrôlée par l'Etat de Hongrie). La Hongrie a donc adopté une loi résilient les contrats à long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 et prévoyant la récupération des aides d'Etat résultant de ces contrats. Dunamenti a introduit un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne devant le Tribunal de l'Union européenne le 28 avril 2009. La procédure est toujours en cours. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'Etat à charge de Dunamenti Erőmű et le montant de ses coûts échoués («stranded costs») et lui permettant de compenser le montant de l'aide d'Etat jugée illicite et les coûts échoués. Ce mécanisme de compensation a permis à Dunamenti Erőmű d'échapper à l'obligation de remboursement de l'aide d'Etat jugée illicite. En 2015, soit à la date d'échéance initiale du contrat à long terme d'achat d'électricité de Dunamenti Erőmű, la Hongrie recalculera le montant des coûts échoués, ce qui pourrait donner lieu à ce moment à une éventuelle obligation de remboursement de la part de Dunamenti⁽¹⁾.

27.2.5 Enquête dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique

Le Service de la concurrence belge a procédé en septembre 2009 et juin 2010 à des perquisitions au sein d'entreprises actives dans le secteur de la vente en gros d'électricité en Belgique, dont Electrabel, Groupe GDF SUEZ. L'enquête, à laquelle Electrabel a apporté tout son concours, vient d'être clôturée.

Le dossier a été transmis au Conseil de la concurrence le 7 février 2013. L'Auditorat auprès du Conseil de la concurrence estime qu'entre 2006 et 2010 Electrabel a abusé de sa position dominante. Electrabel conteste formellement ces allégations et fera valoir ses

arguments dans le cadre de la procédure contradictoire devant le Conseil de la concurrence.

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

La Commission européenne a procédé, au cours du mois d'avril 2010, à des inspections dans les locaux de différentes sociétés françaises actives dans le secteur de l'eau et de l'assainissement concernant leur éventuelle participation à des pratiques contraires aux articles 101 et 102 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne. Des inspections ont ainsi été menées au sein de SUEZ Environnement Company («SEC») et de Lyonnaise des Eaux France.

Un déplacement accidentel de scellé apposé sur une porte est survenu dans les locaux de Lyonnaise des Eaux France durant l'inspection. Le 21 mai 2010, en application du chapitre VI du règlement (CE) n° 1/2003, la Commission a décidé d'ouvrir une procédure relative à cet incident. Dans le cadre de cette procédure, SEC a communiqué à la Commission les éléments relatifs à cet incident. La Commission européenne a fixé à 8 millions d'euros l'amende pour bris de scellé et l'a notifiée le 24 mai 2011 à SEC et à Lyonnaise des Eaux France, amende qui a été acquittée en 2011.

La Commission Européenne a notifié le 13 janvier 2012 à SUEZ Environnement Company/Lyonnaise des Eaux sa décision d'ouvrir une procédure formelle d'examen afin de déterminer si les sociétés SAUR, SEC, VEOLIA et la Fédération Professionnelle des Entreprises de l'Eau se sont livrées à des pratiques anticoncurrentielles affectant les marchés de la gestion déléguée des services d'eau et de l'assainissement en France. La Commission européenne a procédé, au cours du mois de mars 2012, à une nouvelle inspection dans les locaux de Lyonnaise des Eaux.

NOTE 28 EVENEMENTS POSTERIEURS A LA CLOTURE

28.1 Programme «d'optimisation de portefeuille»

Les cessions des participations de 24,5% dans SPP et de 80% dans IP Maestrale ont été finalisées, respectivement le 23 janvier 2013 et le 13 février 2013 (cf. Note 2.4 «Actifs destinés à être cédés»). Le Groupe a reçu des paiements de 1 127 millions d'euros (pour SPP) et 28 millions d'euros (pour IP Maestrale) aux dates précitées.

28.2 Tarifs réglementés du gaz en France

Par trois décisions du 30 janvier 2013, le Conseil d'Etat a annulé, au fond, les arrêtés des 27 juin 2011, 18 juillet 2012 et 26 septembre 2012 en tant qu'ils n'ont pas fixé l'augmentation du tarif réglementé du gaz naturel au niveau nécessaire pour couvrir les coûts complets moyens de GDF SUEZ. Il a enjoint l'Etat de prendre de nouveaux arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de cette décision du Conseil d'Etat et des nouveaux arrêtés tarifaires seront comptabilisés dans les états financiers de l'exercice 2013. L'impact positif sur l'EBITDA 2013 est estimé à environ 150 millions d'euros (cf. Note 27.1.6 «Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France à compter du 1^{er} octobre 2011»).

(1) Voir aussi Note 27.1.1 «Electrabel – Etat de Hongrie».

Le Groupe et l'Etat français ont par ailleurs signé en janvier 2013 un amendement au contrat de service public du 23 décembre 2009 (contrat qui précise les missions de service public du Groupe et les conditions des évolutions tarifaires en France). Ce nouveau dispositif tarifaire, en vigueur depuis le 1^{er} février 2013, introduit un mécanisme d'ajustement mensuel du tarif et confirme les principes de couverture intégrale des coûts et d'attribution d'une marge de commercialisation.

28.3 Confirmation du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company

Le 22 janvier 2013, le Groupe a confirmé, dans le prolongement de la communication faite le 5 décembre 2012 et compte tenu des différentes notifications reçues des parties, que le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company ne sera pas renouvelé et prendra donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

SUEZ Environnement Company sera consolidée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés du Groupe à compter de juillet 2013 (cf Note 2.2 «Annonce du non-renouvellement du Pacte d'Actionnaires de SUEZ Environnement Company»).

GDF SUEZ et SUEZ Environnement Company ont par ailleurs conclu un accord cadre visant à prolonger les coopérations industrielles et commerciales entre les deux groupes.



NOTE 29 LISTE DES PRINCIPALES SOCIETES CONSOLIDEES AU 31 DECEMBRE 2012

La liste des entités ci-après est donnée à titre indicatif et n'inclut que les principales sociétés du périmètre de consolidation de GDF SUEZ. L'objectif est de présenter la liste des entités couvrant 80% des indicateurs suivants : chiffre d'affaires, EBITDA et dette nette. Pour rappel les principales entités associées (mises en équivalence) ou intégrées proportionnellement sont présentées respectivement dans

les Notes 13 «Participations dans les entreprises associées» et 14 «Participations dans les coentreprises».

Le sigle IG est utilisé pour présenter la méthode d'intégration globale.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

ENERGY INTERNATIONAL

Le Groupe a procédé au rachat le 29 juin 2012 des participations ne donnant pas le contrôle de 30,26% dans International Power. A l'issue de cette opération, le pourcentage d'intérêt du Groupe dans International Power s'établit à 100%.

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Amérique du nord							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard - Suite 1900 Houston - TX 77056-4499 - Etats-Unis	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Amérique latine							
Groupe E-CL SA	Avda. El Bosque Norte 500, of. 902 - Santiago - Chili	52,8	36,8	52,8	52,8	IG	IG
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 - Agronômica Florianópolis - Santa Catarina - Brésil	68,7	48,0	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490 - San Isidro - Lima 27 - Pérou	61,8	43,1	61,8	61,7	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Asie							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. Ltd	195 Empire Tower, 38 th Floor - Park Wing - South Sathorn Road - Yannawa - Sathorn - Bangkok 10120 - Thaïlande	69,1	48,2	69,1	69,1	IG	IG
Gheco-One Company Ltd	11, I-5 Road - Tambon Map Ta Phut - Muang District - Rayong Province 21150 - Thaïlande	44,9	31,3	65,0	65,0	IG	IG



Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Royaume-Uni et Autres Europe							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	1, City Walk - LS11 9DX - Leeds - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernsey) Ltd	Glategney Court - Po Box 140 - Glategney Esplanade - GY1 3HQ - St. Peter Port - Guernesey	75,0	52,3	100,0	100,0	IG	IG
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - Royaume-Uni	75,0	52,3	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Moyen-Orient, Turquie et Afrique							
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali - Ankara Eskisehir Yolu 40.Km - Maliköy Mevkii - 06900 Polatli / Ankara - Turquie	95,0	66,3	95,0	95,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Australie							
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195 - Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australie	91,8	64,1	91,8	91,8	IG	IG
Loy Yang B Consolidated	Level 33, Rialto South Tower - 525 Collins Street - Melbourne Vic 3000 - Australie	70,0	48,9	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Région Corporate							
INTERNATIONAL POWER PLC (IPR)	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	69,8	IG	IG
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
International Power Brussels	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG
International Power Australia Finance	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	69,8	100,0	100,0	IG	IG



ENERGIE EUROPE

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Central Western Europe							
COMPAGNIE NATIONALE DU RHONE (CNR)	2, rue André Bonin - 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - Energie Europe*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, place Samuel de Champlain - 92930 Paris la Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CHP (BtoC)*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
PPE (BtoB)*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - Appro Statut*	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Kraftwerk Wilhemshaven	Friedrichstrasse 200 - D-10117 Berlin - Allemagne	57,0	57,0	52,0	52,0	IG	IG
Groupe SVELYS	23, rue Philibert Delorme - 75017 Paris - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energie Nederland NV	Grote Voort 291 - 8041 BL Zwolle - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELECTRABEL CUSTOMER SOLUTIONS	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	95,8	95,8	95,8	95,8	IG	IG
SYNATOM	Avenue Ariane, 7 - 1200 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises

Certaines entités de la branche Energie Europe ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des dispositions locales de droit luxembourgeois et néerlandais relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de :

- ▶ GDF SUEZ Energie Nederland NV ;
- ▶ GDF SUEZ Energie Nederland Holding BV ;
- ▶ Electrabel Nederland Retail BV ;
- ▶ Electrabel United Consumers Energie BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale III BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale IV BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale V BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale VI BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale VII BV ;
- ▶ Epon Eemscentrale VIII BV ;
- ▶ Epon International BV ;
- ▶ Epon Power Engineering BV ;
- ▶ GDF SUEZ Portfolio Management BV ;
- ▶ et Electrabel Invest Luxembourg.



Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
Autres Europe							
DUNAMENTI Erőmű	Erőmű ut 2 - 2440 Szazhalombatta - Hongrie	74,8	74,8	74,8	74,8	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA POLSKA SA	Zawada 26 - 28-230 Polaniec - Pologne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ROSIGNANO ENERGIA SPA	Via Piave N° 6 - Rosignano Marittimo - Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE	Lungotevere Arnaldo da Brescia - 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
SC GDF SUEZ Energy România SA	Bld Marasesti, 4-6, sector 4 - Bucarest - Roumanie	51,0	51,0	51,0	51,0	IG	IG
GSEM	Pulcz u. 44 - H 6724 - SZEGED - Hongrie	99,9	99,9	99,9	99,9	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIA ITALIA SPA	Lungotevere Arnaldo da Brescia, 12 - 00196 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ ENERGIE	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

GLOBAL GAZ & GNL

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
GDF SUEZ E&P International	1, place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	70,0	70,0	70,0	70,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P UK LTD	40, Holborn Viaduct - London EC1N 2PB - Royaume-Uni	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P NORGE AS	Vestre Svanholmen 6 - 4313 Sandnes - Norvège	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF PRODUCTION NEDERLAND BV	Einsteinlaan 10 - 2719 EP Zoetermeer - Pays-Bas	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ E&P DEUTSCHLAND GmbH	Waldstrasse 39 - 49808 Linden - Allemagne	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G *	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ GLOBAL LNG SUPPLY SA	65, avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG



INFRASTRUCTURES

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
STORENGY	Immeuble Djinn - 12, rue Raoul Nordling - 92270 Bois-Colombes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
ELENGY	Immeuble EOLE - 11, avenue Michel Ricard - 92270 Bois-Colombes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GrDF	6, rue Condorcet - 75009 PARIS - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GRTgaz	Immeuble BORA - 6, rue Raoul Nordling - 92270 Bois-Colombes - France	75,0	75,0	75,0	75,0	IG	IG

ENERGIE SERVICES

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
COFELY ITALIA Spa	Via Ostiense, 333 - 00146 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA Seitha	46, boulevard de la Prairie du Duc - 44000 Nantes - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY AG	Thurgauerstrasse 56 - Postfach - 8050 Zürich - Suisse	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
CPCU	185, rue de Bercy - 75012 Paris - France	64,4	64,4	64,4	64,4	IG	IG
FABRICOM SA	254, rue de Gatti de Gamond - 1180 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe ENDEL	1, place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe COFELY NEDERLAND NV	Kosterijland 20 - 3981 AJ Bunnik - Pays-Bas	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe INEO	1, place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG



SUEZ ENVIRONNEMENT

GDF SUEZ détient 35,76% de SUEZ Environnement Company au 31 décembre 2012 et en conserve le contrôle exclusif au travers d'un pacte d'actionnaires. Par conséquent SUEZ Environnement Company est consolidée en intégration globale.

Le Groupe GDF SUEZ a décidé de ne pas renouveler le pacte d'actionnaires à son échéance qui interviendra en juillet 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
SUEZ Environnement Company	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	35,8	35,7	IG	IG
Groupe Lyonnaise des Eaux France	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe DEGREMONT	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe AGBAR	Torre Agbar - Avenida Diagonal 211 - 08018 Barcelona - Espagne	26,8	27,0	99,5	99,5	IG	IG
Groupe SITA HOLDINGS UK LTD	Grenfell road - Maidenhead - Berkshire SL6 1ES - Royaume-Uni	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA DEUTSCHLAND GmbH	Industriestrasse 161 - 50999 Köln - Allemagne	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA NEDERLAND BV	M.E.N. van Kleffensstraat 6 - Postbus R7009 - 6801 HA Arnhem - Pays-Bas	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG
Groupe SITA France	Tour CB21 - 16, place de l'Iris - 92040 Paris La Défense - France	35,7	35,9	99,9	99,9	IG	IG
LYDEC	48, boulevard Mohamed Diouri - Casablanca - Maroc	18,2	18,3	51,0	51,0	IG	IG
Groupe UNITED WATER	200 Old Hook Road - Harrington Park - New Jersey - Etats-Unis	35,8	35,9	100,0	100,0	IG	IG

AUTRES

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011	Déc. 2012	Déc. 2011
GDF SUEZ SA *	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ BELGIUM	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1, place Samuel de Champlain - 92930 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Place du Trône, 1 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Energie Deutschland	Friedrichstrasse 200 - 10117 Berlin - Allemagne	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Invest International SA	65, avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

**Informations relatives à l'exemption de publication de comptes annuels de certaines sociétés luxembourgeoises et néerlandaises**

Certaines entités de la branche Autres ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des dispositions locales de droit luxembourgeois et néerlandais relatives à l'exemption de publication et de contrôle des comptes annuels.

Il s'agit de :

- ▶ GDF SUEZ Corp Luxembourg SARL ;
- ▶ GDF SUEZ Treasury Management SARL ;
- ▶ et GDF SUEZ Invest International SA.

NOTE 30 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RESEAUX

Les cabinets Deloitte, Ernst & Young et Mazars agissent en tant que Commissaires aux comptes du Groupe GDF SUEZ. Les informations sur les honoraires des Commissaires aux comptes et les membres de leurs réseaux sont présentées conformément au décret 2008-1487.

	Ernst & Young				Deloitte				Mazars				
	Montant		%		Montant		%		Montant		%		
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011	
<i>En millions d'euros</i>													
Audit													
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés ⁽¹⁾													
• GDF SUEZ SA	2,3	2,4	11,7%	12,1%	1,4	1,6	7,2%	8,4%	1,3	1,4	15,3%	18,4%	
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	13,7	13,5	71,0%	69,0%	14,9	14,5	77,3%	74,4%	5,9	5,5	71,5%	73,1%	
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du commissariat aux comptes													
• GDF SUEZ SA	0,5	0,7	2,5%	3,5%	0,6	0,3	3,3%	1,7%	0,3	0,3	3,6%	4,0%	
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	1,6	2,0	8,4%	10,3%	1,3	0,7	6,5%	3,4%	0,6	0,1	7,4%	1,5%	
SOUS-TOTAL	18,1	18,6	93,7%	94,9%	18,2	17,2	94,3%	87,9%	8,0	7,3	97,8%	97,0%	
Autres prestations													
• Fiscal	1,1	0,9	5,5%	4,5%	1,1	1,4	5,6%	7,2%	0,0	0,0	0,4%	0,5%	
• Autres	0,2	0,1	0,9%	0,6%	0,0	1,0	0,1%	4,9%	0,1	0,2	1,8%	2,6%	
SOUS-TOTAL	1,2	1,0	6,3%	5,1%	1,1	2,4	5,7%	12,1%	0,2	0,2	2,2%	3,0%	
TOTAL ⁽²⁾	19,3	19,6	100%	100%	19,3	19,5	100%	100%	8,2	7,5	100%	100%	

(1) Les montants relatifs aux entités intégrées proportionnellement et dont l'essentiel a trait à des missions de Commissariat aux comptes s'élèvent à 0,2 million d'euros pour Deloitte en 2012 (0,2 million d'euros en 2011), 0,5 million d'euros pour Ernst & Young en 2012 (0,3 million d'euros en 2011) et 0,1 million d'euros pour Mazars en 2012 (0,1 million d'euros en 2011).

(2) Le montant des honoraires versés à des cabinets d'audit ne faisant pas partie du Collège du Groupe s'élève à 3,5 millions d'euros en 2012 contre 4,5 millions d'euros en 2011.

Le document des Comptes Consolidés 2012 de GDF SUEZ est disponible sur le site web du Groupe (gdfsuez.com) où l'ensemble des publications du Groupe peuvent être téléchargées.

Rédaction : 

Conception et réalisation :  Labrador +33 (0)1 53 06 30 80 © 02/2013

Nos valeurs

exigence
engagement
audace
cohésion



Société anonyme au capital de 2 412 824 089 euros
Siège social : 1 et 2, place Samuel de Champlain – Faubourg de l'Arche
92930 Paris La Défense cedex - France
Tél. : +33 (0)1 57 04 00 00
SIREN 542 107 651 RCS PARIS
TVA FR 13 542 107 651

gdfsuez.com