



COMPTES CONSOLIDÉS **2013**

ÊTRE UTILE AUX HOMMES

Rapport d'activité

I.1.	ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS	3		
I.2.	ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE	5		
I.2.1	Branche Energy International	5		
I.2.2	Branche Énergie Europe	7		
I.2.3	Branche Global Gaz & GNL	9		
I.2.4	Branche Infrastructures	10		
I.2.5	Branche Énergie Services	11		
I.2.6	Autres	12		
I.3.	AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT	13		
I.4.	ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET	14		
I.4.1	Marge brute d'autofinancement opérationnelle	15		
I.4.2	Variation du besoin en fonds de roulement	15		
I.4.3	Investissements nets des produits de cessions	15		
I.4.4	Rachat d'actions et dividendes	16		
I.4.5	Émission de titres hybrides	16		
I.4.6	Endettement au 31 décembre 2013	16		
I.5.	AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE	16		
I.6.	RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT PUBLIÉ	17		
I.7.	COMPTES PRO FORMA AVEC LE GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISE ASSOCIÉE	18		
I.8.	COMPTES SOCIAUX	22		
I.9.	PERSPECTIVES	23		

Les données relatives au compte de résultat, à l'état de situation financière et aux flux de trésorerie de l'exercice clos le 31 décembre 2013 sont issues des informations financières pro forma⁽¹⁾ établies comme si la mise en équivalence de SUEZ Environnement était intervenue le 1^{er} janvier 2012. Les règles d'établissement de l'information pro forma sont présentées dans la section 7 de ce rapport d'activité.

Dans un environnement économique et réglementaire toujours difficile, principalement en Europe, le Groupe GDF SUEZ présente pour l'année 2013 des résultats opérationnels en ligne avec ses objectifs et procède dans le même temps à des dépréciations significatives de ses actifs (*goodwills*, incorporels et corporels). Ce faisant, le Groupe acte dans ses comptes les changements structurels qui affectent plus particulièrement deux de ses métiers en Europe : la production thermique et le stockage souterrain de gaz naturel.

Le **chiffre d'affaires** de 81,3 milliards d'euros est en légère décroissance brute de - 0,8% par rapport à l'année 2012 (croissance organique de + 3,0%). Les effets négatifs liés au périmètre et au change sont en partie compensés par la hausse des ventes de gaz et d'électricité en France en raison d'un climat globalement froid, et par l'augmentation des ventes de GNL dans le cadre d'arbitrages début 2013.

L'**EBITDA**, qui s'élève à 13,4 milliards d'euros, est en décroissance brute de - 8,1% (décroissance organique de - 2,7%). Cette diminution brute s'explique par des effets change négatifs, par la perte d'EBITDA des sociétés cédées dans le cadre du programme d'«optimisation du portefeuille d'actifs» du Groupe, par la baisse des prix de l'électricité, la fin des allocations gratuites de CO₂ et par la diminution de la production dans l'activité exploration-production. Ces éléments défavorables sur l'EBITDA sont partiellement atténués par les effets positifs des mises en service de nouveaux actifs, des conditions climatiques froides en France, des performances opérationnelles et des efforts accomplis dans le cadre du plan de performance du Groupe.

Le **résultat opérationnel courant (ROC)** est en décroissance brute de - 13,8% (décroissance organique de - 7,8%) pour atteindre 7,2 milliards d'euros. La baisse du ROC s'explique par la diminution de l'EBITDA et par l'augmentation des dotations aux provisions partiellement compensée par de moindres dotations aux amortissements.

Le **résultat net part du Groupe (pro forma)**, qui s'élève à - 9,7 milliards d'euros, est en diminution de - 11,3 milliards d'euros par rapport à celui du 31 décembre 2012. En 2013, le résultat net part du Groupe est principalement impacté par les dépréciations d'actifs.

Le **résultat net récurrent part du Groupe**, à 3,4 milliards d'euros, est en diminution de - 10,1% par rapport au 31 décembre 2012. La baisse du ROC est partiellement atténuée par des charges financières récurrentes moins élevées grâce à une gestion active de la dette. Par ailleurs, la charge d'impôt est moins élevée en dépit d'un taux effectif d'impôt récurrent en hausse.

La **marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO)** qui s'élève à 13,3 milliards d'euros, est en baisse de 1,3 milliard d'euros par rapport au 31 décembre 2012. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse de l'EBITDA.

La **dette nette**, qui s'établit à 29,8 milliards d'euros à fin décembre 2013, diminue de 6,8 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2012 sous l'effet du cash flow des opérations (*Cash Flow From Operations*) de 10,4 milliards d'euros diminué des investissements bruts réalisés par le Groupe (7,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (3,5 milliards d'euros), de la trésorerie reçue lors de l'émission hybride réalisée début juillet par GDF SUEZ SA (1,7 milliard d'euros) ainsi que des effets d'opérations de cessions faisant partie du programme de rotation d'actifs comme la vente de SPP (Slovaquie) et de 50% des actifs Énergie au Portugal, et du classement en actifs classés comme détenus en vue de la vente de certains actifs éoliens en France et de la participation dans le barrage de Jirau.

(1) Les données consolidées IFRS présentées en Section II ont été arrêtées par le Conseil d'Administration du 26 février 2014 et ont fait l'objet d'un audit par les Commissaires aux Comptes du Groupe. Les données pro forma intégrant la mise en équivalence de SUEZ Environnement à compter du 1^{er} janvier 2012 ont été revues par les Commissaires aux Comptes et font l'objet d'un rapport spécifique.

I.1. ÉVOLUTION DE L'ACTIVITÉ ET DU RÉSULTAT DES OPÉRATIONS

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	81 278	81 960	- 0,8%
EBITDA	13 419	14 600	- 8,1%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(6 053)	(6 077)	
Charges nettes décaissées des concessions	(40)	(30)	
Paiements fondés sur des actions	(85)	(94)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 241	8 399	- 13,8%

Le **chiffre d'affaires** du Groupe GDF SUEZ au 31 décembre 2013 s'établit à 81,3 milliards d'euros, en baisse de - 0,8% par rapport au 31 décembre 2012. Hors effets de périmètre et de change, le chiffre d'affaires est en croissance organique de + 3,0%.

Les effets de périmètre ont un impact négatif net de - 2,1 milliards d'euros, correspondant essentiellement à des sorties de périmètre, principalement dans la branche Énergie Europe avec la cession de SPP en Slovaquie et dans la branche Energy International avec notamment les cessions de Maestrale en Italie et Allemagne, des centrales thermiques de Red Hills et d'Astoria Energy, Phase I aux États-Unis ainsi que de la comptabilisation en mise en équivalence, suite à la perte de contrôle d'entités comme Senoko à Singapour, Al Hidd à Bahreïn et Sohar Power Company SAOG à Oman.

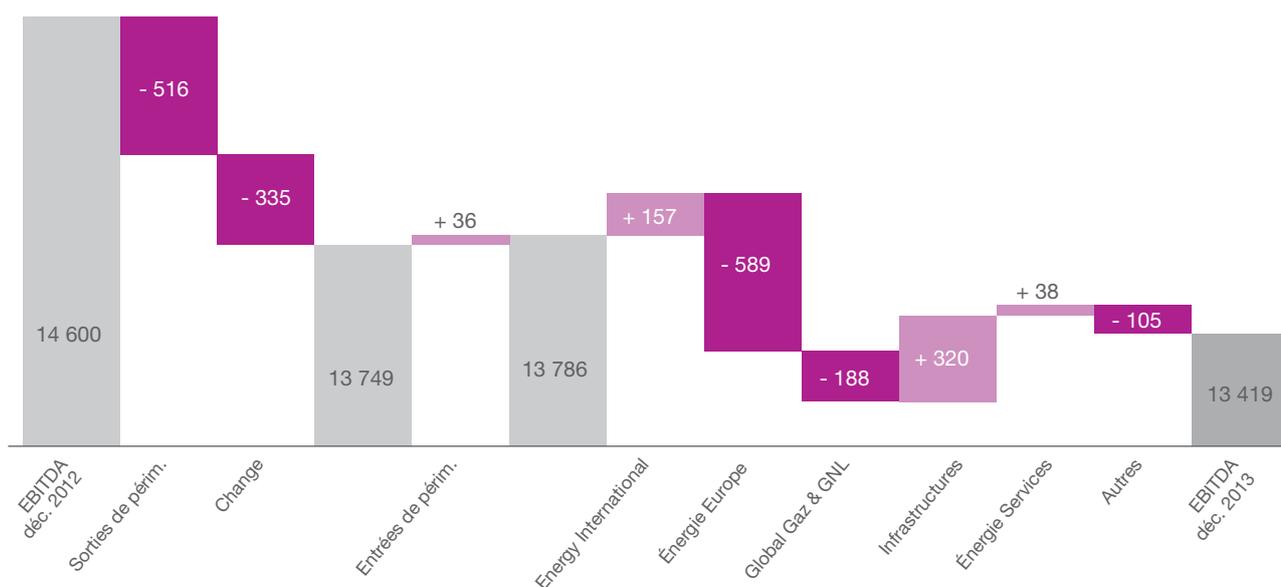
Les effets de change impactent négativement le chiffre d'affaires du Groupe à hauteur de - 0,9 milliard d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises.

L'évolution organique du chiffre d'affaires contributif des branches du Groupe est contrastée : en forte croissance chez Global Gaz & GNL et Infrastructures, en légère hausse chez Énergie Europe et Energy International, et stable chez Énergie Services.

L'**EBITDA** se dégrade de - 8,1% pour s'établir à 13,4 milliards d'euros. Hors effets de périmètre et de change, l'EBITDA est en recul de - 2,7%.

ÉVOLUTION DE L'EBITDA

Chiffres pro forma, en millions d'euros



Les effets de périmètre ont un impact net négatif de - 479 millions d'euros, en cohérence avec les effets de périmètre sur le chiffre d'affaires. Les entrées de périmètre sont peu nombreuses et ont un impact peu significatif cette année.

Les impacts de change s'élèvent à - 335 millions d'euros, du fait de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises (principalement le réal brésilien, le dollar américain et la couronne norvégienne).

L'évolution organique de l'EBITDA s'établit à - 367 millions d'euros (- 2,7%) et, au-delà des effets du plan de performance dans chacune des branches, s'explique comme suit :

- ▶ pour la branche Energy International, l'EBITDA, qui s'établit à 3 871 millions d'euros, montre une croissance organique de + 4,2%, bénéficiant des contributions de mises en service de nouveaux actifs en particulier au Brésil, au Pérou et en Thaïlande, de la hausse des prix en Australie et de la bonne performance de l'activité GNL aux États-Unis. Une évolution négative au Chili, des conditions de marché défavorables en Grande-Bretagne et les conditions climatiques aux États-Unis ont toutefois partiellement compensé ces éléments favorables ;
- ▶ l'EBITDA de la branche Énergie Europe, à 3 415 millions d'euros, est en décroissance organique de - 14,8% sous les effets de la baisse des prix de marché de l'électricité et de la fin des allocations gratuites de CO₂. Ces éléments défavorables ne sont que partiellement compensés par un climat froid en 2013 et les effets du rattrapage tarifaire en France ;

- ▶ la branche Global Gaz & GNL atteint un EBITDA de 2 124 millions d'euros, en décroissance organique de - 188 millions d'euros, soit - 8,2%, notamment en raison de la baisse de la production des activités d'exploration-production, notamment du fait d'arrêts de production sur le champ de Snøhvit au premier semestre et Njord au second semestre 2013 ;

- ▶ l'EBITDA de la branche Infrastructures, à 3 370 millions d'euros, est en croissance organique de + 10,5% par rapport à décembre 2012, grâce à des conditions climatiques particulièrement favorables en 2013, à la révision annuelle des tarifs d'accès aux infrastructures et malgré l'impact de la baisse de la commercialisation des capacités de stockage en France ;

- ▶ la branche Énergie Services connaît une légère hausse de son EBITDA qui s'élève à 1 068 millions d'euros (+ 3,8% en croissance organique), tous ses métiers contribuant à la hausse de son résultat.

Le **résultat opérationnel courant** est en décroissance organique de - 7,8% par rapport à l'année dernière et s'établit à 7,2 milliards d'euros. Les dotations aux provisions sont plus élevées tandis que les dotations nettes aux amortissements sont plus faibles du fait des pertes de valeur comptabilisées au 31 décembre 2012 sur certains actifs et en raison de la baisse de la production de l'activité exploration-production combinée à une réévaluation à la hausse du livre des réserves. Y compris effets de change et périmètre, l'indicateur est en décroissance brute de - 13,8%.

I.2. ÉVOLUTION DES ACTIVITÉS DU GROUPE

I.2.1 Branche Energy International

31 déc. 2013						
Chiffres pro forma, en millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique ⁽²⁾	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾	SAMEA ⁽²⁾
Chiffre d'affaires	14 833	3 617	2 990	4 094	3 552	580
EBITDA	3 871	1 475	840	1 016	481	181
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 232)	(398)	(245)	(390)	(190)	(8)
Paiements fondés sur des actions	(4)	-	-	-	-	-
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 635	1 076	595	626	291	173

31 déc. 2012							
Chiffres pro forma, en millions d'euros	Total ⁽¹⁾	Amérique Latine	Asie Pacifique ⁽²⁾	Amérique du Nord	Royaume-Uni et Autres Europe ⁽²⁾	SAMEA ⁽²⁾	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	16 044	3 827	3 059	4 412	4 056	689	- 7,6%
EBITDA	4 304	1 690	740	1 092	697	224	- 10,1%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 397)	(462)	(221)	(444)	(234)	(26)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	-	-	-	-	-	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 902	1 228	519	649	462	198	- 9,2%

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

(2) La branche Energy International a été réorganisée en cinq régions (contre six auparavant). La région Asie-Pacifique englobe à présent l'Australie, qui constituait auparavant une région distincte ; en revanche, elle n'englobe plus le Pakistan qui fait maintenant partie de la région SAMEA (Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique). La Turquie fait désormais partie de la région Royaume-Uni et Europe. Les chiffres de l'année dernière ont été retraités pour refléter cette nouvelle organisation.

Le **chiffre d'affaires** de la branche Energy International atteint 14 833 millions d'euros, en baisse brute de - 7,6% (variation organique de + 2,9%). Ces évolutions reflètent d'une part l'impact du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs (- 860 millions d'euros) et les fluctuations des taux de change (- 770 millions d'euros, en raison de l'appréciation de l'euro vis-à-vis des principales autres devises), et d'autre part une croissance organique continue, qui résulte de la mise en service de nouvelles centrales en Thaïlande et en Amérique Latine, ainsi que de la hausse des prix de l'électricité, notamment au Brésil, en Thaïlande et en Australie. Les ventes de gaz et d'électricité s'élevaient respectivement à 79,6 TWh et à 220,4 TWh.

L'**EBITDA** connaît une diminution brute de - 10,1%, atteignant 3 871 millions d'euros. Toutefois, après prise en compte de l'impact de perte d'EBITDA des sociétés cédées (- 318 millions d'euros) et des variations des taux de change (- 272 millions d'euros), l'EBITDA affiche une hausse de 157 millions d'euros, soit + 4,2% sur une base organique. Cette hausse reflète l'impact des centrales nouvellement mises en service et des évolutions de prix, mentionnées plus haut, ainsi que la bonne performance de l'activité GNL aux États-Unis et les effets du plan de performance.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 2 635 millions d'euros, en baisse brute de - 9,2%, mais en croissance organique de 143 millions d'euros (+ 5,8%), reflétant la hausse de l'EBITDA partiellement compensée par les dotations aux amortissements supplémentaires des centrales nouvellement mises en service.

Amérique Latine

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique Latine est en recul brut de - 209 millions d'euros à 3 617 millions d'euros, mais affiche une croissance organique de + 3,0% par rapport à décembre 2012. Au Brésil, la progression des ventes s'explique par l'achèvement de la mise en service de la centrale hydraulique d'Estreito (1 090 MW), associé à une augmentation du prix moyen des ventes, notamment due à l'indexation sur l'inflation. Le Pérou connaît une évolution positive grâce à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Chilca (270 MW) et de la centrale thermique d'Ilo (560 MW), et à une progression de la demande des clients. Au Chili, l'activité recule en raison d'un repli des ventes de GNL dû à l'expiration progressive de contrats d'approvisionnement.

Les ventes d'électricité sont en augmentation de + 1,5 TWh et s'élèvent à 54,3 TWh tandis que les ventes de gaz sont en diminution de - 3,3 TWh, particulièrement au Chili, et s'établissent à 11,4 TWh.

L'**EBITDA** atteint 1 475 millions d'euros, enregistrant une baisse organique de - 44 millions d'euros, soit - 2,9%, qui s'explique principalement par :

- ▶ une évolution négative au Chili, liée principalement aux indisponibilités non programmées des centrales au charbon (CTA/CTH) en janvier 2013, et à l'expiration des contrats d'approvisionnement en GNL à forte marge ;
- ▶ une performance en recul au Brésil, principalement en raison de conditions hydrologiques défavorables, mais partiellement compensée par la mise en service des dernières unités de la centrale d'Estreito et par l'augmentation des prix moyens des ventes bilatérales, liée essentiellement à l'inflation ;
- ▶ une évolution positive au Pérou, principalement due à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Chilca et de la centrale thermique d'Ilo.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 1 076 millions d'euros, en variation organique de - 14 millions d'euros ou - 1,2%. L'évolution positive du profil d'amortissement du terminal méthane au Chili, en ligne avec l'expiration des contrats de vente de gaz à forte marge et le début des services de regazéification, compense partiellement l'évolution négative de l'**EBITDA**.

Asie-Pacifique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie-Pacifique atteint 2 990 millions d'euros, en baisse brute de - 69 millions d'euros (- 2,3%), reflétant le changement de méthode de consolidation de Senoko à Singapour suite au changement de contrôle, mais enregistre une forte croissance organique de + 469 millions d'euros (+ 18,6%). La croissance organique s'explique principalement par la mise en service d'actifs de production d'électricité en Thaïlande (Gheco One et TNP2, respectivement en août et en décembre 2012), ainsi que par la hausse des prix de l'électricité en Australie, après le lancement du plan de réduction des émissions de carbone le 1^{er} juillet 2012, et une meilleure performance de l'activité de distribution.

Les ventes d'électricité sont en baisse de - 0,8 TWh et s'établissent à 42,8 TWh, reflétant le changement de méthode de consolidation de Senoko (- 2,7 TWh), ainsi qu'une diminution de - 1,2 TWh en Australie, compensée par une augmentation de + 3,1 TWh en Thaïlande. Les ventes de gaz naturel sont en hausse de + 1,0 TWh et s'élèvent à 5,9 TWh.

L'**EBITDA** atteint 840 millions d'euros, en augmentation brute de + 101 millions d'euros (+ 13,6%) et en croissance organique de + 187 millions d'euros (+ 28,5%). Cette évolution positive s'explique principalement par :

- ▶ une bonne performance de la Thaïlande, tirée par une augmentation des volumes (partiellement liée au cycle de maintenance) et des prix, ainsi que par la mise en service de Gheco One et TNP2 ;
- ▶ une hausse des prix en Australie et une meilleure performance de l'activité de distribution, avec des marges plus élevées et davantage de clients.

Le **résultat opérationnel courant**, à 595 millions d'euros, enregistre une croissance organique de + 136 millions d'euros ou + 29,7%,

reflétant l'évolution de l'**EBITDA** et le début de l'amortissement des centrales Gheco One et TNP2 récemment mises en service.

Amérique du Nord

Le **chiffre d'affaires** de la région Amérique du Nord atteint 4 094 millions d'euros, ce qui représente une baisse brute de - 7,2% et une hausse organique de + 0,7%. Cette situation, qui résulte de la bonne performance de l'activité gaz et d'une meilleure performance opérationnelle au Mexique, a toutefois été atténuée par une diminution des prix de gros de l'électricité et une contraction du marché de la distribution aux États-Unis.

Les ventes d'électricité atteignent 74,6 TWh, en croissance organique de + 2,0 TWh. Les impacts des cessions du programme d'optimisation du portefeuille d'actifs se sont traduits par une baisse de - 6,1 TWh des volumes. L'ensemble des ventes de gaz naturel⁽¹⁾ hors Groupe s'établissent à 39,7 TWh, en recul de - 10,9 TWh, en raison d'une baisse du nombre global de cargaisons GNL et d'une augmentation des diversions de GNL (ventes intragroupe).

L'**EBITDA** atteint 1 016 millions d'euros, en variation organique de + 3,2%. La bonne performance de l'activité GNL (en raison de marges supérieures à celles de l'an passé) et de l'activité au Mexique a été partiellement compensée par la performance globalement moins bonne des activités électricité et de distribution aux États-Unis, principalement en raison d'un climat doux.

Le **résultat opérationnel courant** atteint 626 millions d'euros, en croissance organique de + 5,7%. Il est notamment tiré par la croissance de l'**EBITDA**.

Royaume-Uni et Autres Europe

Le **chiffre d'affaires** de la région Royaume-Uni et Autres Europe atteint 3 552 millions d'euros, en variation organique de - 5,8%. Cette diminution résulte principalement d'une moindre utilisation des actifs de la péninsule ibérique et de la réduction des volumes de l'activité de distribution au Royaume-Uni.

Les ventes d'électricité s'établissent à 35,9 TWh, en baisse de - 4,6 TWh, principalement du fait de la baisse des volumes de la péninsule ibérique et pour l'activité de distribution au Royaume-Uni, mais également en raison d'une réduction de - 1,6 TWh due au programme d'optimisation du portefeuille d'actifs en Europe continentale et aux fermetures de centrales au Royaume-Uni. Les ventes de gaz sont en diminution de - 4,1 TWh, à 22,5 TWh, en raison de volumes plus faibles de l'activité de distribution au Royaume-Uni et de l'activité en Turquie.

L'**EBITDA** atteint 481 millions d'euros, représentant un recul organique de - 9,5%. Les actifs de production d'électricité au Royaume-Uni sont restés confrontés à des conditions de marché difficiles (notamment les centrales au gaz naturel) et ont également été affectés par la fin des allocations gratuites de CO₂ et l'introduction d'une taxe carbone nationale. Ces effets ont été partiellement compensés par la mise en œuvre de mesures de réduction des coûts, l'impact positif d'une indemnité ponctuelle et de meilleurs *dark spreads*.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 291 millions d'euros, représentant une décroissance organique de - 20,9%. Cette évolution s'explique par la diminution de l'**EBITDA** et par des dotations aux provisions plus élevées, partiellement compensées par la baisse des amortissements en lien avec l'arrêt de la centrale de Teesside.

(1) Il convient de remarquer que les ventes de gaz naturel, y compris intragroupe, s'élèvent à 71,4 TWh, ce qui représente une diminution de 5,8 TWh, en raison d'une baisse du nombre de cargaisons GNL.

Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique

Le **chiffre d'affaires** de la région Asie du Sud, Moyen-Orient et Afrique s'établit à 580 millions d'euros, en croissance organique de + 7,3%. Cette hausse s'explique principalement par une augmentation du chiffre d'affaires provenant des activités d'exploitation et de maintenance des nouvelles centrales d'électricité à Oman (Barka 3 et Sohar 2) et en Arabie Saoudite (Riyadh IPP).

L'**EBITDA** atteint 181 millions d'euros, en baisse brute de - 43 millions d'euros, mais enregistre une croissance organique de

+ 19 millions d'euros (+ 12%). Cette décroissance brute intègre le changement de méthode de consolidation des centrales d'Al Hidd et Sohar 1, désormais consolidées par mise en équivalence suite à leur cession partielle, respectivement en mai 2012 et en mai 2013. La variation organique est principalement due à la hausse des activités d'exploitation et de maintenance.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 173 millions d'euros, en croissance organique de + 37 millions d'euros (+ 27,7%), qui reflète la hausse de l'EBITDA et la baisse des dotations aux provisions.

I.2.2 Branche Énergie Europe

Chiffres pro forma, en millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012			Variation brute en %
	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe ⁽²⁾	Total ⁽¹⁾	Central Western Europe	Southern & Eastern Europe ⁽²⁾	
Chiffre d'affaires	43 479	36 355	7 124	44 418	35 804	8 614	- 2,1%
EBITDA	3 415	2 967	560	4 180	3 429	880	- 18,3%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 950)	(1 546)	(399)	(1 670)	(1 200)	(468)	
Paiements fondés sur des actions	(14)	(11)	-	(16)	(13)	-	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 452	1 409	161	2 494	2 215	413	- 41,8%

(1) Dont coûts des fonctions corporate de branche.

(2) Autres Europe est dorénavant dénommée Southern & Eastern Europe.

VOLUMES VENDUS PAR LA BRANCHE

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Ventes de gaz	684	658	+ 3,9%
Ventes d'électricité	187	193	- 3,6%

Le **chiffre d'affaires** contributif de la branche Énergie Europe s'établit à 43 479 millions d'euros, en baisse de - 2,1%. Les ventes de gaz atteignent 684 TWh dont 126 TWh aux grands comptes. Les ventes d'électricité s'élèvent à 187 TWh. À fin décembre 2013, la branche sert plus de 14,2 millions de clients particuliers en gaz et près de 5,3 millions en électricité.

L'**EBITDA** de la branche est en baisse de - 18,3% à 3 415 millions d'euros. L'année 2013 a été pénalisée par la baisse des prix de marché de l'électricité, l'indisponibilité des centrales nucléaires belges de Doel 3 et Tihange 2 jusqu'à début juin 2013⁽¹⁾, la fin des allocations gratuites de CO₂ et par la cession de SPP en Slovaquie début 2013. Les conditions climatiques, le rattrapage du retard tarifaire en France relatif à 2011 et 2012 et les efforts de performance n'ont que partiellement compensé ces effets défavorables.

Le **résultat opérationnel courant** est en baisse de - 41,8%, subissant l'évolution défavorable de l'EBITDA ainsi que l'augmentation des dotations aux provisions sur la zone Central Western Europe.

Central Western Europe (CWE)

Le **chiffre d'affaires** contributif de CWE s'établit à 36 355 millions d'euros, en hausse de + 1,5%, les bonnes performances de la France excédant le tassement des ventes en Belgique.

L'**EBITDA** de CWE recule de - 13,5% (croissance brute) sous l'effet de la baisse globale des prix de marché de l'électricité en Europe, la fin des allocations gratuites de CO₂ et la baisse des marges sur le *midstream* gaz, compensées partiellement par un effet climat favorable, le rattrapage du retard tarifaire en France et les efforts de performance.

Le **résultat opérationnel courant** est en baisse (- 36,4%), subissant l'évolution défavorable de l'EBITDA ainsi que l'augmentation des dotations aux provisions, notamment sur certains contrats.

(1) L'effet en 2013 par rapport à 2012 de l'indisponibilité des centrales nucléaires belges Doel 3 et Tihange 2 est légèrement négatif. Celle-ci a duré 24 semaines pour Doel 3 et 14 semaines pour Tihange 2 en 2012 et s'est prolongée pour les deux centrales jusque début juin 2013.

CWE FRANCE

Chiffres pro forma, en millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	17 669	17 183	+ 2,8%
EBITDA	1 523	1 175	+ 29,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(509)	(470)	
Paiements fondés sur des actions	(4)	(5)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	1 010	700	+ 44,3%

Volumes vendus par le pays

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Ventes de gaz ⁽¹⁾	281	288	- 2,7%
Ventes d'électricité	52	50	+ 2,8%

(1) Données contributives branche.

Correction climatique France

En TWh	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en TWh
Volumes de correction climatique (signe négatif = climat chaud, signe positif = climat froid)	17,3	(0,9)	+ 18,2

À fin décembre 2013, le **chiffre d'affaires** contributif de la France s'établit à 17 669 millions d'euros. Ce chiffre est en progression de 486 millions d'euros par rapport à celui de décembre 2012.

Les **ventes de gaz** naturel baissent de 7,7 TWh, la différence de climat entre les deux périodes ne compensant pas complètement les pertes de clients et l'impact des économies d'énergie. GDF SUEZ maintient une part de marché d'environ 83% sur le marché des particuliers et d'environ 51% sur le marché d'affaires.

Les **ventes d'électricité** progressent de + 1,5 TWh grâce à la croissance des ventes aux clients finaux et des ventes sur le marché liée à la hausse de la production d'électricité. Celle-ci atteint en effet 32,6 TWh (31,5 TWh en 2012) avec les mises en service de

fermes éoliennes et grâce à une hydraulité exceptionnelle en 2013, compensée en partie par la baisse de production des centrales au gaz (conditions de marché défavorables).

L'**EBITDA** progresse de 348 millions d'euros principalement du fait du climat 2013 très favorable (impact positif sur les ventes de gaz), et des effets de rattrapage du retard tarifaire en France inscrit dans les comptes 2013 pour un montant de 150 millions d'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 310 millions d'euros suivant la hausse de l'EBITDA.

CWE BENELUX-ALLEMAGNE

Chiffres pro forma, en millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	12 555	14 210	- 11,6%
EBITDA	1 357	1 883	- 28,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(794)	(665)	
Paiements fondés sur des actions	(6)	(6)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	557	1 212	- 54,2%

Le **chiffre d'affaires** de Benelux-Allemagne s'établit à 12 555 millions d'euros, en retrait de - 11,6% par rapport à décembre 2012. Les volumes d'électricité vendus s'élèvent à 96,0 TWh, en baisse de - 7% sous l'effet du tassement des ventes en Belgique. La production d'électricité s'élève à 64,7 TWh en retrait de - 1,7 TWh, conséquence de *spreads* défavorables et d'incidents sur des unités charbon, partiellement compensée par une très bonne disponibilité du parc nucléaire en fin d'année :

- ▶ en Belgique et au Luxembourg, les ventes d'électricité diminuent avec des volumes en retrait de près de - 15% à 72,1 TWh principalement liés à la baisse des ventes sur les marchés (pénalisées par la fermeture des vieilles unités charbon) et à des pertes de clients ;
- ▶ aux Pays-Bas, les ventes d'électricité progressent de 7,6% à 9,9 TWh, sous l'effet de la progression des ventes aux clients particuliers et professionnels ;

- ▶ en Allemagne, les ventes d'électricité augmentent de 50% à 14,1 TWh grâce à l'augmentation des ventes sur les marchés et de la progression des ventes aux clients professionnels.

Les volumes de gaz vendus augmentent de + 1,0 TWh (+ 0,8%), en raison d'un effet climat positif et de plus fortes ventes sur les marchés, compensant les pertes de clients professionnels et particuliers en Belgique et la baisse des ventes aux Grands Comptes en Allemagne et aux Pays-Bas.

L'**EBITDA** de Benelux-Allemagne est en baisse de - 28%, impacté par la baisse des prix de l'électricité et des *spreads* défavorables, la fin des allocations gratuites de CO₂ et la moindre performance de l'Allemagne.

Le **résultat opérationnel courant** subit un retrait plus marqué que l'EBITDA du fait de la hausse des dotations aux provisions, notamment sur certains contrats.

Southern & Eastern Europe

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	7 124	8 614	- 17,3%
EBITDA	560	880	- 36,3%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(399)	(467)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	161	413	- 61,1%

Southern & Eastern Europe voit son **chiffre d'affaires** baisser de - 17,3%, du fait de la baisse des ventes sur les marchés en Italie et de l'effet périmètre défavorable lié à la cession de SPP (Slovaquie).

L'**EBITDA** de Southern & Eastern Europe chute de - 36,3%, pénalisé par l'effet périmètre défavorable en Slovaquie (cession de SPP début 2013) et par des performances en baisse en Italie et en

Pologne notamment du fait d'un environnement réglementaire difficile, phénomènes qui viennent masquer les bonnes performances en Roumanie.

Le **résultat opérationnel courant** suit la décroissance observée au niveau de l'EBITDA, légèrement compensée par de moindres dotations nettes aux amortissements et provisions.

I.2.3 Branche Global Gaz & GNL

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	5 685	4 759	+ 19,5%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	8 445	7 945	+ 6,3%
EBITDA	2 124	2 377	- 10,6%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 182)	(1 255)	
Paiements fondés sur des actions	(2)	(3)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	940	1 119	- 16,0%

Le **chiffre d'affaires** contributif au 31 décembre 2013 s'élève à 5 685 millions d'euros, en hausse brute de 926 millions d'euros (+ 19,5%) par rapport à fin décembre 2012, dont 1 033 millions d'euros de croissance organique (+ 22,3%).

Le chiffre d'affaires contributif est porté par :

- ▶ la progression de l'activité GNL avec des ventes externes en hausse de 19 TWh, soit 79 TWh totalisant 87 cargaisons (dont 67 vers l'Asie) à fin décembre 2013 contre 60 TWh totalisant 66 cargaisons (dont 39 vers l'Asie) à fin décembre 2012, l'impact de la hausse des prix du gaz en Europe et les opérations d'arbitrage début 2013 en Asie et en Europe ;
- ▶ la hausse du niveau de la production contributive d'hydrocarbures de l'Exploration-Production (45,4 Mbep à fin décembre 2013 *versus* 43,6 Mbep à fin décembre 2012 ⁽¹⁾), sans impact sur l'évolution du chiffre d'affaires du fait d'une évolution du mix huile-gaz défavorable.

Au 31 décembre 2013, l'**EBITDA** de la branche Global Gaz & GNL s'établit à 2 124 millions d'euros contre 2 377 millions d'euros à fin décembre 2012, en décroissance brute de - 253 millions d'euros, soit - 10,6%. La décroissance organique s'établit à - 188 millions d'euros, en particulier du fait de la baisse de la production totale de l'Exploration-Production, impactée notamment par des arrêts de production en Norvège, concernant le champ de Snøhvit au cours du premier semestre 2013 et Njord au cours du second semestre.

Le **résultat opérationnel courant** s'élève à 940 millions d'euros à fin décembre 2013, en décroissance brute de - 179 millions d'euros (- 16%) en raison notamment de moindres amortissements liés à la baisse de production totale combinée à la réévaluation à la hausse du livre des réserves.

I.2.4 Branche Infrastructures

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	2 574	2 031	+ 26,7%
Chiffre d'affaires total (y compris opérations intra-groupe)	6 792	6 216	+ 9,3%
EBITDA	3 370	3 049	+ 10,5%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(1 299)	(1 239)	
Paiements fondés sur des actions	(8)	(5)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	2 063	1 805	+ 14,3%

Le **chiffre d'affaires** total de la branche Infrastructures, y compris opérations intra-groupe, s'élève à 6 792 millions d'euros, en hausse de + 9,3% par rapport à décembre 2012, sous l'effet principalement de l'augmentation des tarifs de distribution et transport, d'un contexte marqué par une moindre commercialisation des capacités de stockage en France et par un climat plus froid (comparé à 2012).

L'évolution du chiffre d'affaires s'explique de façon plus détaillée par les éléments suivants :

- ▶ la hausse des quantités acheminées par GrDF en raison d'un climat plus froid en 2013 qu'en 2012 (+ 24,0 TWh) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de distribution (hausse de + 8,0% au 1^{er} juillet 2012 et hausse de + 4,1% au 1^{er} juillet 2013) ;
- ▶ la révision annuelle du tarif d'accès aux infrastructures de transport au 1^{er} avril 2012 (hausse de + 6%) et au 1^{er} avril 2013 (hausse de + 8,3%).

Dans le même contexte climatique et réglementaire, le chiffre d'affaires contributif atteint 2 574 millions d'euros, en progression de + 26,7% par rapport à décembre 2012. Cette croissance contributive traduit :

- ▶ le développement des activités de transport, stockage et *terminalling* pour le compte de tiers du fait de l'ouverture croissante des marchés ;
- ▶ l'accroissement des opérations d'achats-ventes de gaz pour maintenir les performances des stockages.

L'**EBITDA** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 3 370 millions d'euros, en hausse de + 10,5% par rapport à décembre 2012.

Cette croissance est portée par toutes les activités de la branche à l'exception du stockage souterrain de gaz naturel fortement pénalisé par la contraction des prix et des volumes.

Le **résultat opérationnel courant** de la branche Infrastructures s'établit sur la période à 2 063 millions d'euros soit + 14,3% par rapport à décembre 2012 avec des dotations nettes aux amortissements et provisions stables.

(1) Production totale : 51,9 Mbep à fin décembre 2013 versus 54,9 Mbep à fin décembre 2012 (moindres ventes internes au profit de l'externe).

I.2.5 Branche Énergie Services

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
Chiffre d'affaires	14 707	14 707	-%
EBITDA	1 068	1 018	+ 5,0%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(317)	(317)	
Charges nettes décaissées des concessions	(38)	(30)	
Paiements fondés sur des actions	(9)	(11)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	705	660	+ 6,8%

Le **chiffre d'affaires** de la branche Énergie Services est stable à 14 707 millions d'euros au 31 décembre 2013.

La variation organique ressort à - 15 millions d'euros (- 0,1%) et s'explique par :

- ▶ la baisse des activités de Services en France (- 24 millions d'euros) qui subissent notamment l'impact des fins de contrats de cogénération gaz et le ralentissement des activités de travaux ;
- ▶ la baisse des activités Installations aux Pays-Bas (- 26 millions d'euros) ;
- ▶ la baisse des activités Installations et de Services au Royaume-Uni, en Suisse, en Autriche et en Espagne (- 53 millions d'euros) qui subissent notamment une conjoncture économique difficile ;
- ▶ la baisse de l'Ingénierie (- 9 millions d'euros) du fait du ralentissement des investissements dans l'énergie en Europe.

Ces éléments sont partiellement compensés par :

- ▶ la hausse des activités Installations en France (+ 31 millions d'euros) ;
- ▶ la croissance des activités Installations en Belgique (+ 23 millions d'euros) mais à un rythme moins soutenu qu'en 2012 ;
- ▶ la croissance soutenue des activités Installations et Services en Allemagne (+ 31 millions d'euros) ;
- ▶ la progression de l'activité des réseaux de chaleur en France (+ 9 millions d'euros) avec en particulier les effets positifs des hausses tarifaires et un climat froid sur le premier semestre 2013 et malgré l'impact négatif des fins de contrats de cogénération gaz chez CPCU.

L'**EBITDA** de la branche Énergie Services progresse de + 5,0% à 1 068 millions d'euros au 31 décembre 2013, soit une augmentation brute de + 50 millions d'euros.

La variation organique s'établit à + 39 millions d'euros (+ 3,8%) malgré les éléments défavorables suivants :

- ▶ la fin des contrats de cogénération gaz en France (- 60 millions d'euros) ;
- ▶ des contractions de marges, notamment en Ingénierie et dans les marchés de proximité dans l'Installation en France et en Belgique ;
- ▶ des effets volumes négatifs, notamment en Installations aux Pays-Bas et en Espagne.

Ces éléments sont plus que compensés par :

- ▶ les effets des conditions climatiques froides en France sur le premier trimestre 2013 ;
- ▶ les mesures de réduction des coûts, notamment sur les frais généraux et l'amélioration de la performance opérationnelle ;
- ▶ l'impact positif du Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi sur les coûts de personnel ;
- ▶ l'impact positif des mises en service de nouveaux actifs dans les Réseaux de chaleur et dans les Services en France.

Le **résultat opérationnel courant** s'établit à 705 millions d'euros au 31 décembre 2013 *versus* 660 millions d'euros en 2012. Son évolution suit celle de l'EBITDA de la branche, les dotations nettes aux amortissements et provisions étant stables.

I.2.6 Autres

<i>Chiffres pro forma, en millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute en %
EBITDA	(430)	(328)	- 31,2%
Dotations nettes aux amortissements et provisions	(76)	(199)	
Paiements fondés sur des actions	(48)	(54)	
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	(554)	(581)	+ 4,6%

Au 31 décembre 2013, l'**EBITDA** de la branche Autres (- 430 millions d'euros) est en dégradation par rapport à 2012. Cette dégradation s'explique notamment par le règlement d'un contentieux.

En revanche, le **résultat opérationnel courant** 2013 est proche de celui de l'année dernière du fait de reprises de provisions (notamment sur le contentieux mentionné ci-dessus).

I.3. AUTRES ÉLÉMENTS DU COMPTE DE RÉSULTAT

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Variation brute
Résultat opérationnel courant	7 241	8 399	
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(225)	105	
Pertes de valeur sur actifs corporels, incorporels et financiers	(14 947)	(2 387)	
Restructurations	(288)	(263)	
Effets de périmètre	(41)	110	
Autres éléments non récurrents	536	161	
Résultat des activités opérationnelles	(7 724)	6 124	(13 848)
Résultat financier	(1 754)	(2 341)	586
Impôts sur les bénéfices	(620)	(1 884)	1 264
Quote-part de résultat des entreprises associées	513	480	33
RÉSULTAT NET	(9 585)	2 380	(11 965)
dont Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	152	836	(684)
dont Résultat net part du Groupe	(9 737)	1 544	(11 281)

Le **résultat des activités opérationnelles** (RAO) s'établit à - 7 724 millions d'euros, en recul par rapport au 31 décembre 2012 principalement en raison de la baisse du résultat opérationnel courant et de l'impact des pertes de valeur sur *goodwills* et actifs corporels et incorporels.

Le Groupe a constaté au 31 décembre 2013 des pertes de valeur de 5 775 millions d'euros sur les *goodwills* et 9 103 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels, principalement sur les branches Energie Europe et Infrastructures.

Les pertes de valeur relatives à la branche Energie Europe couvrent :

- pour 4 438 millions d'euros les *goodwills* (dont principalement 3 862 millions d'euros sur l'UGT (Unité Génératrice de Trésorerie) Central western Europe (CWE), 252 millions d'euros sur l'UGT Europe du Sud et 264 millions d'euros sur l'UGT Europe de l'Est) ;
- pour 5 670 millions d'euros les actifs incorporels et corporels, dont notamment 3 765 millions d'euros sur le parc de centrales thermiques en Allemagne, Pays-Bas, Belgique et Luxembourg et France (CWE), 1 013 millions d'euros sur les actifs de production en Italie et le solde notamment sur d'autres actifs thermiques en Europe.

Ces pertes de valeur résultent principalement d'un environnement économique difficile en Europe, qui affecte les marges des activités de commercialisation et de *midstreamer* gazier et durablement la rentabilité de nos centrales thermiques. Ces dernières évoluent en effet vers un mode de fonctionnement en appoint du système électrique alors qu'elles avaient été conçues pour fonctionner à minima en semi base.

Les pertes de valeur de la branche Infrastructures sont relatives à l'activité de stockage sous-terrain de gaz naturel, pour un total de 1 250 millions d'euros relatif aux *goodwills* et de 1 896 millions d'euros sur les sites de stockages en France, Allemagne et Royaume-Uni.

Ces pertes de valeur s'expliquent par la dégradation durable des activités de stockage sur le marché européen, du fait notamment de la baisse des niveaux de spreads saisonniers.

Au travers de ces dépréciations, GDF SUEZ acte un changement profond du paradigme énergétique en Europe, au sein duquel des catégories entières d'actifs évoluent vers de nouvelles fonctionnalités, tournées vers la sécurité d'approvisionnement électrique et gazière.

Au 31 décembre 2012, le Groupe avait constaté des pertes de 2 387 millions d'euros, portant essentiellement sur des actifs de GDF SUEZ Énergie Europe et GDF SUEZ Energy International.

Le RAO est par ailleurs impacté par :

- la variation de juste valeur des instruments financiers sur matières premières qui a un impact négatif de - 225 millions d'euros sur le résultat des activités opérationnelles (correspondant à l'impact des opérations non qualifiées de couverture comptable), contre un impact positif de 105 millions d'euros au 31 décembre 2012. L'impact de la période résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes combiné à l'effet négatif du déboucement des positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2012 ;
- des charges de restructuration de 288 millions d'euros, contre 263 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- 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 - 41 millions d'euros contre 110 millions d'euros au 31 décembre 2012 ;
- des «Autres éléments non récurrents» pour un montant de 536 millions d'euros (correspondant essentiellement à la reprise de provision pour l'aval du cycle nucléaire en Belgique) à comparer à 161 millions d'euros au 31 décembre 2012 (correspondant principalement au produit lié à la réduction d'amende dans le cadre de la procédure «MEGAL»).

Le résultat financier au 31 décembre 2013 s'établit à - 1 754 millions d'euros, contre - 2 341 millions d'euros au 31 décembre 2012. Cette évolution résulte principalement d'un effet taux favorable sur la dette nette et du retournement des effets MtM, positifs à fin 2013 alors qu'ils étaient très négatifs à fin 2012 (principalement en raison de la hausse de la valorisation du dérivé incorporé de l'obligation convertible US d'International Power, notamment suite à la variation du cours de l'action après l'offre de rachat des 30% restant par le Groupe).

Le taux effectif d'impôt récurrent est en hausse de + 1,4 point par rapport à décembre 2012, principalement en raison de :

- l'écrêtement en 2013 de la position active nette des impôts différés aux bornes de certains groupes d'intégration fiscale en Europe ;
- la taxe de 3% en 2013 sur les dividendes distribués en numéraire par les sociétés françaises ;
- compensée par la comptabilisation au premier semestre 2012 de produits d'impôt différé ponctuels dont 90 millions d'euros au titre des activités de production d'électricité en Australie suite à l'introduction d'un nouveau dispositif fiscal.

La quote-part de résultat des entreprises associées est en hausse de + 33 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012.

Le résultat net des participations ne donnant pas le contrôle s'établit à 152 millions d'euros, en diminution par rapport à décembre 2012 suite au rachat des 30% de participations ne donnant pas le contrôle d'International Power et aux impacts des pertes de valeur comptabilisées.

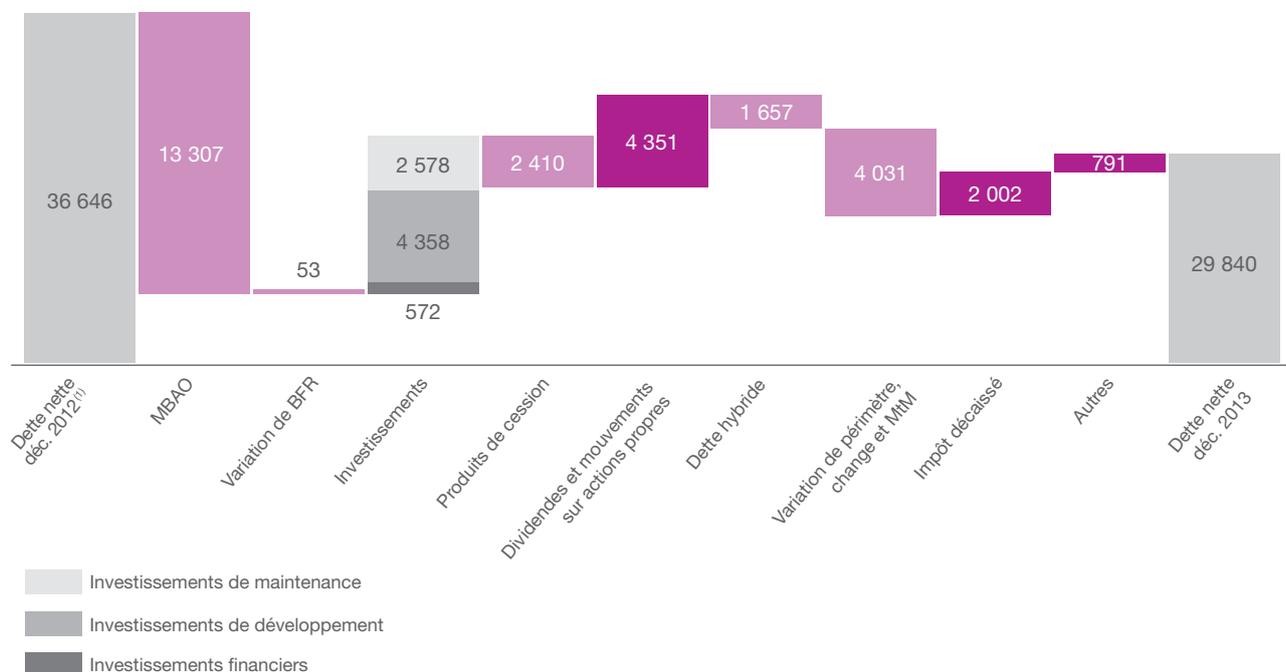
1.4. ÉVOLUTION DE L'ENDETTEMENT NET

La dette nette s'établit à 29,8 milliards d'euros à fin décembre 2013 et diminue de 6,8 milliards d'euros par rapport au niveau de la dette nette à fin décembre 2012 sous l'effet de la marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) de la période (13,3 milliards d'euros) diminuée des investissements bruts réalisés par le Groupe (7,5 milliards d'euros), du versement de dividendes aux actionnaires de GDF SUEZ SA (3,5 milliards d'euros), de la trésorerie reçue lors de l'émission hybride

réalisée début juillet par GDF SUEZ SA (1,7 milliard d'euros), ainsi que des effets d'opérations de cessions faisant partie du programme de rotation d'actifs comme la vente de SPP (Slovaquie) et de 50% des actifs Énergie au Portugal, et du classement en actifs classés comme détenus en vue de la vente de certains actifs éoliens en France et de la participation dans le barrage de Jirau.

Les mouvements relatifs à la dette nette sont les suivants :

Chiffres pro forma, en millions d'euros



(1) L'écart entre la dette publiée de 43 914 millions d'euros et la dette pro forma de 36 646 millions d'euros correspond à l'impact de changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement.

Le ratio dette nette sur EBITDA s'établit au 31 décembre 2013 à 2,22. Il se calcule comme suit :

Chiffres pro forma, en millions d'euros

	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Endettement financier net	29 840	36 646
EBITDA	13 419	14 600
Ratio Dette nette/EBITDA	2,22	2,51



I.4.1 Marge brute d'autofinancement opérationnelle

La marge brute d'autofinancement opérationnelle (MBAO) s'élève à 13 307 millions d'euros au 31 décembre 2013, en baisse de 1 283 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012 (14 590 millions d'euros).

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

I.4.2 Variation du besoin en fonds de roulement

La variation du besoin en fonds de roulement (BFR), de - 53 millions d'euros, impacte marginalement l'endettement net.

I.4.3 Investissements nets des produits de cessions

Les investissements de l'exercice 2013 s'élèvent à 7 508 millions d'euros et comprennent :

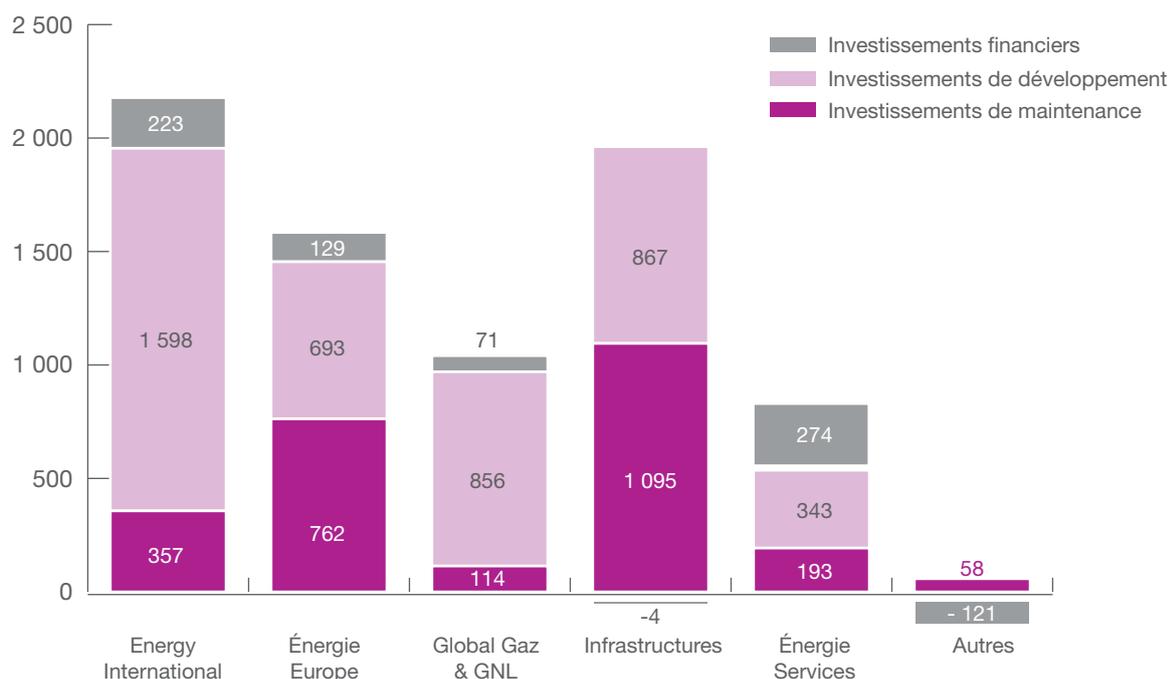
- ▶ des investissements financiers pour 572 millions d'euros, les principaux portant sur les acquisitions faites par la branche Énergie Services (notamment Balfour Beatty Workplace) ;
- ▶ des investissements de développement de 4 358 millions d'euros, les principaux ayant été réalisés par la branche Energy International au Brésil et par l'Exploration-Production (branche Global Gaz & GNL) ;

▶ et des investissements de maintenance de 2 578 millions d'euros.

Les cessions représentent un montant de 2 410 millions d'euros et portent essentiellement sur la cession SPP (Slovaquie) pour 1 115 millions d'euros (prix de cession diminué des frais et d'un solde à recevoir en 2015) et de 50% des actifs Énergie au Portugal (321 millions d'euros nets des frais).

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

Chiffres pro forma, en millions d'euros



I.4.4 Rachat d'actions et dividendes

Les rachats d'actions et les dividendes s'élevaient à 4 351 millions d'euros et comprennent :

- ▶ les dividendes versés par GDF SUEZ SA à ses actionnaires pour 3 539 millions d'euros, ce montant correspondant au solde du dividende au titre de 2012 (soit 0,67 euro par action) versé en avril 2013 et à l'acompte sur le dividende (soit 0,83 euro par action) versé en novembre 2013 ;

- ▶ le solde représente notamment les dividendes versés par diverses filiales à leurs actionnaires minoritaires, des retenues à la source et des rachats d'actions propres.

I.4.5 Émission de titres hybrides

GDF SUEZ SA a réalisé le 3 juillet 2013 une émission de titres super subordonnés à durée indéterminée, dits hybrides, pour un montant de 1 657 millions d'euros, qui répondent à la définition d'instruments de capitaux propres suivant les normes IFRS.

I.4.6 Endettement au 31 décembre 2013

Hors coût amorti mais après impact des instruments dérivés de change, la dette nette est exprimée à 67% en euros, 15% en dollars américains et 5% en livres sterling au 31 décembre 2013.

La dette nette est libellée à 81% à taux fixe, après prise en compte des instruments financiers.

La maturité moyenne de la dette nette est de 9,4 ans.

Au 31 décembre 2013, 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 13,5 milliards d'euros.

I.5. AUTRES POSTES DE L'ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>Comptes publiés, en millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012	Impact MEE de SUEZ Environnement	Variation nette
Actifs non courants	106 775	145 109	(16 469)	(21 865)
dont goodwill	20 697	30 035	(3 220)	(6 118)
dont immobilisations corporelles et incorporelles nettes	72 323	99 617	(12 468)	(14 827)
dont participations dans les entreprises associées	4 636	2 961	1 400	274
Actifs courants	52 836	60 339	(7 819)	316
Capitaux propres	53 490	71 303	(4 676)	(13 136)
Provisions	16 179	17 551	(1 832)	461
Dettes financières	39 914	57 209	(10 113)	(7 182)
Autres passifs	50 027	59 385	(7 666)	(1 691)

Les commentaires ci-après portent sur la colonne «Variation nette» du tableau supra, les impacts de la mise en équivalence de SUEZ Environnement étant détaillés dans la partie I.7 du présent rapport d'activité.

Les **immobilisations** (corporelles et incorporelles nettes) s'établissent à 72,3 milliards d'euros, en recul de 14,8 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2012. Cette variation résulte pour l'essentiel des dépréciations d'actifs (- 9,1 milliards d'euros), des amortissements (- 5,9 milliards d'euros), des écarts de conversion (- 3,1 milliards d'euros), et de l'impact des actifs classés comme détenus en vue de la vente (- 3,3 milliards d'euros), partiellement compensés par les investissements de l'année (+ 7,2 milliards d'euros).

Les **goodwills** sont en baisse de - 6,1 milliards d'euros à 20,7 milliards d'euros, dont - 5,8 milliards d'euros suite aux pertes de valeur comptabilisées.

Les **participations dans les entreprises associées** s'élèvent à 4,6 milliards d'euros, en hausse de + 0,3 milliard d'euros principalement liée à la branche Energy International (SAMEA).

Les **capitaux propres totaux** s'établissent à 53,5 milliards d'euros, en baisse de - 13,1 milliards d'euros par rapport au 31 décembre 2012, s'expliquant essentiellement par le résultat net de la période (- 8,9 milliards d'euros) et le versement de dividendes en numéraire aux actionnaires de GDF SUEZ SA (- 3,5 milliards d'euros).

Les **provisions pour risques** sont en hausse de + 0,5 milliard d'euros correspondant aux dotations nettes de la période, l'impact de la désactualisation des provisions (+ 0,6 milliard d'euros) étant compensé par les reprises pour excédents (- 0,6 milliard d'euros).

I.6. RÉCONCILIATION AVEC LE COMPTE DE RÉSULTAT PUBLIÉ

En millions d'euros	31 déc. 2013 Publié	31 déc. 2012 Publié	Variation SUEZ Environnement ⁽¹⁾	Variation pro forma ⁽²⁾	Variation pro forma % ⁽³⁾
Chiffre d'affaires	89 300	97 038	(7 055)	(682)	-0,8%
EBITDA	14 775	17 026	(1 069)	(1 181)	-8,1%
Résultat opérationnel courant	7 828	9 520	(534)	(1 158)	-13,8%
Résultat des activités opérationnelles	(6 695)	7 133	20	(13 848)	-226,1%
Résultat financier	(1 977)	(2 775)	211	586	-25,1%
Impôts sur les bénéfices	(727)	(2 049)	58	1 264	-67,1%
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	433	24	33	+6,9%
RÉSULTAT NET	(8 909)	2 743	313	(11 965)	-502,8%
dont résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	1 199	(136)	(684)	-81,8%
dont résultat net part du Groupe	(9 289)	1 544	448	(11 281)	-730,8%

(1) Les éléments chiffrés de cette colonne ont été obtenus par différence entre les colonnes de réconciliation du compte de résultat (cf. partie I.7) «Extourne de la contribution SUEZ Environnement et présentation en quote-part de résultat des entreprises associées» et «Opérations internes et autres» pour les années 2013 et 2012.

(2) La variation pro forma s'obtient par différence entre le compte de résultat au 31 décembre 2013 et celui au 31 décembre 2012, corrigé de l'impact de la variation SUEZ Environnement.

(3) Le pourcentage de variation pro forma s'établit par rapport au montant publié 2012, corrigé de la variation SUEZ Environnement 2012 (cf. partie I.7).

Le chiffre d'affaires consolidé de l'exercice 2013 s'élève à 89,3 milliards d'euros. L'écart par rapport au chiffre d'affaires de l'exercice 2012 résulte pour l'essentiel de la perte de contrôle de SUEZ Environnement. La variation pro forma résiduelle (baisse de 0,8%) a été présentée en partie I.1.

Les variations de l'EBITDA et du résultat opérationnel courant, qui s'élèvent respectivement à - 2,2 milliards d'euros et - 1,7 milliard d'euros dans les comptes consolidés, s'expliquent par :

- ▶ la perte de contrôle de SUEZ Environnement (comme pour le chiffre d'affaires) ;

- ▶ la baisse de respectivement - 8,1% et - 13,8% en pro forma, détaillée en partie I.1.

L'impact de la perte de contrôle de SUEZ Environnement sur les agrégats «Résultat des activités opérationnelles», «Résultat financier», «Impôts sur les bénéfices», «Quote-part de résultat des entreprises associées» est non matériel.

Les variations des autres éléments du compte de résultat pro forma sont détaillées en partie I.3.

I.7. COMPTES PRO FORMA AVEC LE GROUPE SUEZ ENVIRONNEMENT COMPANY EN ENTREPRISE ASSOCIÉE

Le Groupe a annoncé le 5 décembre 2012 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.

À 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 serait pas renouvelé et prendrait donc fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

Cette fin de pacte se traduit 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 (cf. Note 2.1).

Conformément à IAS 27 «États financiers consolidés et individuels», la participation conservée dans SUEZ Environnement Company est comptabilisée à la juste valeur à la date de perte de contrôle.

Sur la base du cours de bourse de 10,26 euros de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013, la valeur comptable de

l'entreprise associée s'établit à 1 868 millions d'euros, et le gain net s'élève à 448 millions d'euros (présenté sur la ligne «Effets de périmètre» du compte de résultat consolidé au 31 décembre 2013) (cf. Note 2.1).

Le PPA (*Purchase Price Allocation*) sur les actifs, passifs et passifs éventuels de SUEZ Environnement Company est quasi finalisé à la clôture des comptes GDF SUEZ du 31 décembre 2013. Il pourrait évoluer marginalement d'ici le 30 juin 2014.

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 sans prise en compte du gain net.

Par définition, l'état de situation financière au 31 décembre 2013 en pro forma est identique à l'état de situation financière des comptes consolidés publiés disponibles en partie II «États financiers consolidés».

Compte de résultat au 31 décembre 2013

En millions d'euros	31 déc. 2013	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	89 300	(8 031)	9	81 278
Achats	(51 216)	1 698	(4)	(49 523)
Charges de personnel	(11 704)	2 107	-	(9 597)
Amortissements, dépréciations et provisions	(6 600)	548	-	(6 053)
Autres charges opérationnelles	(14 058)	3 251	(14)	(10 820)
Autres produits opérationnels	2 107	(160)	10	1 956
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	(588)	-	7 241
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	1	-	(225)
Pertes de valeur	(14 943)	(4)	-	(14 947)
Restructurations	(305)	17	-	(288)
Effets de périmètre ⁽¹⁾	406	2	(448)	(41)
Autres éléments non récurrents	545	(10)	-	536
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	(581)	(448)	(7 724)
Charges financières	(2 487)	273	(3)	(2 217)
Produits financiers	510	(50)	3	463
RÉSULTAT FINANCIER	(1 977)	223	-	(1 754)
Impôt sur les bénéfices	(727)	107	-	(620)
Quote-part de résultat des entreprises associées	490	23	-	513
RÉSULTAT NET	(8 909)	(228)	(448)	(9 585)
Résultat net part du Groupe	(9 289)	-	(448)	(9 737)
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	380	(227)	-	152
EBITDA	14 775	(1 356)	-	13 419

(1) L'impact de 448 millions d'euros est relatif au gain net comptabilisé dans les comptes consolidés lors de la mise en équivalence de SUEZ Environnement.

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

État des flux de trésorerie au 31 décembre 2013

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	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
RÉSULTAT NET	(8 909)	(227)	(448)	(9 585)
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(490)	(23)	-	(513)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées	280	99	-	379
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations	20 889	(516)	-	20 373
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents	(481)	8	448	(25)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	226	(1)	-	225
- Autres éléments sans effet de trésorerie	93	(14)	-	79
- Charge d'impôt	727	(107)	-	620
- Résultat financier	1 977	(223)	-	1 754
MBA avant résultat financier et impôt	14 313	(1 006)	-	13 307
+ Impôt décaissé	(2 103)	101	-	(2 002)
Variation du besoin en fonds de roulement	(186)	238	-	53
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	12 024	(667)	-	11 357
Investissements corporels et incorporels	(7 529)	594	-	(6 936)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	(363)	13	-	(350)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	(166)	4	(1)	(162)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	(143)	14	-	(128)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles	280	(24)	-	256
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés	496	(21)	1	477
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	1 441	(7)	-	1 434
Cessions de titres disponibles à la vente	174	(1)	-	173
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants	67	3	3	73
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants	137	(18)	-	120
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	(6)	41	143	178
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(5 611)	599	147	(4 865)
Dividendes payés	(4 694)	348	-	(4 346)
Remboursement de dettes financières	(5 869)	519	-	(5 350)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	(437)	28	-	(408)
Intérêts financiers versés	(1 494)	230	(3)	(1 267)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie	117	(25)	-	92
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés	(184)	(10)	-	(195)
Augmentation des dettes financières	3 617	(959)	(142)	2 517
Augmentation/diminution de capital	2 037	(2)	-	2 035
Achat/vente de titres d'autocontrôle	(5)	-	-	(5)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	(71)	12	-	(59)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(6 982)	141	(145)	(6 986)
Effet des variations de change et divers	(2 123)	2 160	(2)	35
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 691)	2 233	-	(458)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	11 383	(2 233)	-	9 150
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	8 691	-	-	8 691

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.

Compte de résultat au 31 décembre 2012

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	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
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL 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
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	7 133	(1 009)	-	6 124
Charges financières	(3 433)	526	(7)	(2 914)
Produits financiers	658	(92)	7	573
RÉSULTAT FINANCIER	(2 775)	434	-	(2 341)
Impôt sur les bénéfices	(2 049)	165	-	(1 884)
Quote-part de résultat des entreprises associées	433	47	-	480
RÉSULTAT NET	2 743	(363)	-	2 380
Résultat net part du Groupe	1 544	-	-	1 544
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	1 199	(364)	-	836
EBITDA	17 026	(2 426)	-	14 600

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

État des flux de trésorerie au 31 décembre 2012

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	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
RÉSULTAT NET	2 743	(363)	-	2 380
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées	(433)	(47)	-	(480)
+ 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	2 049	(165)	-	1 884
- Résultat financier	2 775	(434)	-	2 341
MBA avant résultat financier et impôt	16 612	(2 022)	-	14 591
+ Impôt décaissé	(2 010)	113	-	(1 898)
Variation du besoin en fonds de roulement	(995)	(330)	-	(1 325)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	13 607	(2 239)	-	11 368
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)	147	6	132
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(8 451)	1 296	13	(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 ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(8 321)	1 250	(13)	(7 085)
Effet des variations de change et divers	(126)	(2 541)	-	(2 667)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(3 293)	(2 233)	-	(5 526)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	14 675	-	-	14 675
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	11 383	(2 233)	-	9 150

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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.8. 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 2013, le chiffre d'affaires de GDF SUEZ SA ressort à 28 608 millions d'euros en augmentation de 2,5% par rapport à 2012, notamment sous l'effet d'un climat plus favorable.

Le résultat d'exploitation de l'exercice écoulé s'établit à - 676 millions d'euros contre - 267 millions d'euros en 2012. Cette dégradation provient principalement des dotations nettes aux provisions pour certains contrats déficitaires.

Le résultat financier est positif à 1 054 millions d'euros contre 749 millions d'euros sur l'exercice 2012. Il intègre pour l'essentiel les dividendes reçus des filiales pour 1 778 millions d'euros contre 1 734 en 2012, le coût de la dette qui reste stable à - 843 millions d'euros, et une reprise de provision pour risque de taux de 167 millions d'euros suite à la mise à valeur de marché des instruments dérivés sur les taux non qualifiés de couverture.

Les éléments non récurrents intègrent le résultat exceptionnel négatif de - 483 millions d'euros principalement sous les effets conjoints des

dépréciations nettes de reprises sur titres (- 254 millions d'euros), des pénalités de remboursements des émissions obligataires (- 165 millions d'euros), d'abandon de créance consenti (- 60 millions d'euros), compensés par les reprises nettes sur amortissements dérogatoires (+ 112 millions d'euros).

Le produit d'impôt sur les sociétés s'élève à 768 millions d'euros contre un produit d'impôt de 542 millions d'euros en 2012 (ces deux montants comprennent respectivement un produit d'intégration fiscale de 441 millions d'euros en 2013 et 381 millions d'euros en 2012).

Le résultat net ressort à 663 millions d'euros.

Les capitaux propres s'élèvent à 43 984 millions d'euros contre 46 976 millions d'euros à fin 2012, sous l'effet de la distribution de dividendes en numéraire partiellement compensée par le résultat net de la période.

Au 31 décembre 2013, les dettes financières, y compris titres participatifs, ressortent à 27 453 millions d'euros et les disponibilités et assimilés s'élèvent à 6 320 millions d'euros.

Informations relatives aux délais de paiement

La loi de modernisation de l'économie n° 2008-776 du 4 août 2008, dite loi «LME», et son décret d'application n° 2008-1492 du 30 décembre 2008, prévoient que les sociétés, dont les comptes annuels sont certifiés par un Commissaire aux comptes, doivent

publier des informations sur les délais de paiement de leurs fournisseurs. Celles-ci ont pour objet de s'assurer de l'absence de manquement significatif au respect des délais de règlement des fournisseurs.

La décomposition du solde des dettes 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. 2013			31 déc. 2012		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Échues	114	142	256	2	43	45
À 30 jours	40	614	654	476	27	503
À 45 jours	6	15	21	17	8	25
À + 45 jours	-	17	17	3	-	3
TOTAL	160	788	948	498	78	576



I.9. PERSPECTIVES

Accélération de la stratégie industrielle du Groupe

GDF SUEZ souhaite poursuivre et accélérer la mise en œuvre de sa stratégie industrielle avec deux objectifs :

► **être l'énergéticien de référence dans les pays à forte croissance :**

- en s'appuyant sur des positions fortes dans la production indépendante d'électricité et dans le GNL, et en les renforçant ;
- en construisant des positions tout au long de la chaîne gazière, y compris dans les infrastructures ;
- en développant les activités de services énergétiques à l'international ;

et

► **être leader de la transition énergétique en Europe :**

- dans les énergies renouvelables, thermiques et électriques, centralisées et distribuées ;
- en proposant des services d'efficacité énergétique à ses clients ;
- en développant de nouveaux business (biogaz, smart energy, digitalisation...).

GDF SUEZ poursuit dans tous ses métiers des objectifs industriels ambitieux :

- Fin 2013, le Groupe dispose de **15 GW⁽¹⁾ de projets en construction ou en développement avancé** dont près de 90% sont situés dans des pays à forte croissance.
- Dans le gaz naturel, le Groupe vise une production de gaz naturel de **59-63 millions de barils équivalent pétrole (mbep) à horizon 2016** contre 52 mbep en 2013 et il souhaite développer son portefeuille de GNL de 16 millions de tonnes par an (mtpa) à **20 mtpa d'ici 2020**.
- Dans les services à l'énergie, GDF SUEZ poursuit l'objectif ambitieux **d'augmenter de 40% son chiffre d'affaires dans l'efficacité énergétique entre 2013 et 2018** et souhaite doubler ses ventes hors d'Europe d'ici 2019.

Enfin, l'objectif de GDF SUEZ est de préparer l'avenir en renforçant l'innovation et la recherche et en se positionnant sur de nouveaux business (biogaz, GNL de détail, pilotage de la demande, digitalisation...). Il vient ainsi de mettre en place une nouvelle entité dédiée «**Innovation et nouveaux business**» afin de stimuler l'innovation au sein du Groupe et de capter de nouveaux relais de croissance.

(1) A 100 %.

(2) Ces objectifs reposent sur des hypothèses de climat moyen, d'absence de changement substantiel de réglementation et de l'environnement macro-économique, d'hypothèses de prix des commodités basées sur les conditions de marché à fin décembre 2013 pour la partie non couverte de la production, et de cours de change moyen suivants pour 2014 : 1,38 €/€, 3,38 €/BRL.

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

(4) Investissements nets = investissements bruts – cessions ; (cash et effet dette nette).

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

Révision à la hausse des objectifs financiers 2014

Pour 2014, le Groupe revoit à la hausse ses objectifs financiers⁽²⁾ :

- un **résultat net récurrent part du Groupe⁽³⁾** entre 3,3 et 3,7 milliards d'euros, à climat moyen et régulation stable ;
- des **investissements nets⁽⁴⁾** entre 6 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».

Ayant déjà atteint l'objectif d'une dette nette en dessous de 30 milliards qu'il s'était fixé pour fin 2014, le Groupe a décidé :

- de réviser son objectif de 11 milliards d'euros du programme d'optimisation de portefeuille, dont 5 milliards d'euros ont déjà été réalisés en 2013 ;
- d'affecter désormais le produit des cessions à des investissements de croissance supplémentaires.

Ambition augmentée pour le plan *Perform* 2015

Au vu des résultats du plan *Perform 2015* supérieurs aux objectifs déjà enregistrés en 2013 et de l'environnement économique toujours dégradé en Europe, GDF SUEZ a décidé d'accélérer la mise en œuvre du plan et d'augmenter de 800 millions d'euros la contribution brute cumulée à fin 2015. L'objectif sur le résultat récurrent part du groupe s'élève désormais à 0,9 milliard d'euros cumulé à fin 2015.

Nouvelle politique de dividende

Le Conseil d'Administration proposera aux actionnaires un dividende stable et payable en numéraire de 1,5 euro au titre de l'exercice 2013 lors de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014.

Pour la période 2014-2016, le Groupe s'engage sur une politique de dividende basée sur un taux de distribution de 65-75%⁽⁵⁾ et avec un minimum de 1 euro par action, payable en numéraire et avec paiement d'un acompte.

Le Conseil d'Administration proposera également aux actionnaires lors de l'Assemblée Générale du 28 avril 2014 un dividende majoré de 10% pour tout actionnaire justifiant d'une inscription nominative depuis deux ans au moins. Cette mesure s'appliquera pour la première fois pour le paiement du dividende dû au titre de l'année 2016 et sera plafonnée pour un même actionnaire à 0,5% du capital social.

Des ambitions sociales et environnementales renforcées

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 2013 :

- ▶ émissions spécifiques de CO₂ : réduction du taux de 10% entre 2012 et 2020 ;
- ▶ énergies renouvelables : augmentation des capacités installées de 50% par rapport à 2009 ;
- ▶ santé et sécurité : atteinte d'un taux de fréquence des accidents inférieur à 4 ;
- ▶ 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.

En France, GDF SUEZ est l'un des principaux employeurs avec 74 000 collaborateurs. Dans le monde, GDF SUEZ est présent dans plus de 70 pays et emploie près de 150 000 collaborateurs ; il prévoit de recruter 15 000 personnes par an dans le monde dont 9 000 par an en France sur la période 2014-2015.



États financiers consolidés

Compte de résultat	26	État des variations des capitaux propres	30
État du résultat global	27	État des flux de trésorerie	32
État de situation financière	28		



COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	4	89 300	97 038
Achats		(51 216)	(52 177)
Charges de personnel	4	(11 704)	(13 234)
Amortissements, dépréciations et provisions	4	(6 600)	(7 113)
Autres charges opérationnelles		(14 058)	(17 188)
Autres produits opérationnels		2 107	2 194
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT		7 828	9 520
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		(226)	109
Pertes de valeur		(14 943)	(2 474)
Restructurations		(305)	(342)
Effets de périmètre		406	155
Autres éléments non récurrents		545	165
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	5	(6 695)	7 133
Charges financières		(2 487)	(3 433)
Produits financiers		510	658
RÉSULTAT FINANCIER	6	(1 977)	(2 775)
Impôt sur les bénéfices	7	(727)	(2 049)
Quote-part de résultat des entreprises associées	13	490	433
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
Résultat net part du Groupe		(9 289)	1 544
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle		380	1 199
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION (EUROS)	9	(3,94)	0,68
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE PAR ACTION DILUÉ (EUROS)	9	(3,91)	0,67

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



ÉTAT DU RÉSULTAT GLOBAL

En millions d'euros	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2013 Quote-part du Groupe	31 déc. 2013 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle	31 déc. 2012 ⁽¹⁾	31 déc. 2012 Quote-part du Groupe ⁽¹⁾	31 déc. 2012 Quote-part des participations ne donnant pas le contrôle ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(8 909)	(9 289)	380	2 743	1 544	1 199
Actifs financiers disponibles à la vente	15	(51)	(45)	(6)	309	273	36
Couverture d'investissement net		375	327	48	(76)	(66)	(10)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	16	537	450	87	(304)	(326)	22
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	16	(261)	(255)	(6)	(445)	(469)	25
Impôts différés sur éléments ci-dessus	7	(212)	(181)	(31)	276	272	4
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, nette d'impôt		128	95	33	(28)	(8)	(20)
Écarts de conversion		(2 043)	(1 591)	(451)	(372)	(452)	80
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES		(1 527)	(1 201)	(326)	(640)	(777)	137
Pertes et gains actuariels		633	598	35	(661)	(567)	(94)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	7	(200)	(189)	(11)	222	196	26
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, nette d'impôt		(12)	(12)	-	(1)	-	(1)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES		420	397	24	(440)	(371)	(68)
RÉSULTAT GLOBAL		(10 016)	(10 093)	77	1 664	396	1 268

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

ACTIF

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs non courants			
Immobilisations incorporelles nettes	11	7 286	13 020
Goodwills	10	20 697	30 035
Immobilisations corporelles nettes	12	65 037	86 597
Titres disponibles à la vente	15	3 015	3 398
Prêts et créances au coût amorti	15	2 368	3 541
Instruments financiers dérivés	15	2 351	3 108
Participations dans les entreprises associées	13	4 636	2 961
Autres actifs	27	723	962
Impôts différés actif	7	662	1 487
TOTAL ACTIFS NON COURANTS		106 775	145 109
Actifs courants			
Prêts et créances au coût amorti	15	1 078	1 630
Instruments financiers dérivés	15	3 825	4 280
Clients et autres débiteurs	15	21 318	25 034
Stocks	27	5 070	5 423
Autres actifs	27	8 229	9 012
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	15	1 004	432
Trésorerie et équivalents de trésorerie	15	8 691	11 383
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	3 620	3 145
TOTAL ACTIFS COURANTS		52 836	60 339
TOTAL ACTIF		159 611	205 448

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Capitaux propres part du Groupe		47 955	59 834
Participations ne donnant pas le contrôle		5 535	11 468
TOTAL CAPITAUX PROPRES	17	53 490	71 303
Passifs non courants			
Provisions	18	14 129	15 480
Dettes financières	15	29 424	45 247
Instruments financiers dérivés	15	2 101	2 751
Autres passifs financiers	15	158	343
Autres passifs	27	1 187	2 063
Impôts différés passif	7	9 792	11 959
TOTAL PASSIFS NON COURANTS		56 792	77 843
Passifs courants			
Provisions	18	2 050	2 071
Dettes financières	15	10 490	11 962
Instruments financiers dérivés	15	4 062	4 092
Fournisseurs et autres créanciers	15	16 599	19 481
Autres passifs	27	13 606	16 820
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	2	2 521	1 875
TOTAL PASSIFS COURANTS		49 329	56 302
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES		159 611	205 448

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



ÉTAT DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

En millions d'euros	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de con- version	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE										
2011	2 252 636 208	2 253	29 716	31 205	240	447	(930)	62 931	17 340	80 270
Impact IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1)				78				78	6	84
CAPITAUX PROPRES AU 1^{ER} JANVIER										
2012⁽¹⁾	2 252 636 208	2 253	29 716	31 283	240	447	(930)	63 009	17 346	80 354
Résultat net ⁽¹⁾				1 544				1 544	1 199	2 743
Autres éléments du résultat global ⁽¹⁾				(371)	(325)	(452)		(1 148)	68	(1 080)
RÉSULTAT GLOBAL⁽¹⁾				1 174	(325)	(452)	-	396	1 268	1 664
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 (cf. Note 17)				(767)				(767)	(1 352)	(2 119)
Achat/vente d'actions propres				(83)			(276)	(359)		(359)
Transactions entre actionnaires (opération International Power, cf. Note 2.5)				(2 304)	(157)	240		(2 221)	(5 841)	(8 062)
Conversion des obligations convertibles International Power (cf. Note 2.5)				(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 DÉCEMBRE										
2012⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303

(1) Les données comparatives ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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>En millions d'euros</i>	Nombre d'actions	Capital	Primes	Réserves consolidées	Variations de juste valeur et autres	Écarts de con- version	Actions propres	Capitaux propres part du Groupe	Participations ne donnant pas le contrôle	Total
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2012⁽¹⁾	2 412 824 089	2 413	32 207	26 427	(242)	235	(1 206)	59 834	11 468	71 303
Résultat net				(9 289)				(9 289)	380	(8 909)
Autres éléments du résultat global				397	391	(1 591)		(804)	(303)	(1 107)
RÉSULTAT GLOBAL				(8 893)	391	(1 591)	-	(10 093)	77	(10 016)
Souscriptions d'actions réservées aux salariés et rémunération sur base d'actions				88				88	5	93
Dividendes distribués en numéraire (cf. Note 17)				(3 539)				(3 539)	(1 071)	(4 610)
Achat/vente d'actions propres (cf. Note 17)				(101)			97	(5)		(5)
Perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2.1)								-	(5 152)	(5 152)
Émission de titres super subordonnés à durée indéterminée (Note 17.7)				1 657				1 657		1 657
Transactions entre actionnaires				19	3			22	(187)	(165)
Augmentations de capital souscrites par les participations ne donnant pas le contrôle								-	379	379
Autres variations				(8)				(8)	15	7
CAPITAUX PROPRES AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 412 824 089	2 413	32 207	15 650	152	(1 356)	(1 109)	47 955	5 535	53 490

(1) Les données comparatives ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

<i>En millions d'euros</i>	Notes	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
- Quote-part de résultat consolidé d'entreprises associées		(490)	(433)
+ Dividendes reçus d'entreprises associées		280	315
- Dotations nettes aux provisions, amortissements & dépréciations		20 889	9 246
- Effets de périmètre, autres éléments non récurrents		(481)	(87)
- MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel		226	(109)
- Autres éléments sans effet de trésorerie		93	114
- Charge d'impôt		727	2 049
- Résultat financier		1 977	2 775
MBA avant résultat financier et impôt		14 313	16 612
+ Impôt décaissé		(2 103)	(2 010)
Variation du besoin en fonds de roulement	27	(186)	(995)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES		12 024	13 607
Investissements corporels et incorporels	3.4.3	(7 529)	(9 177)
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	3.4.3	(363)	(103)
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	3.4.3	(166)	(306)
Acquisitions de titres disponibles à la vente	3.4.3	(143)	(142)
Cessions d'immobilisations corporelles et incorporelles		280	185
Perte de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie cédés		496	537
Cessions de participations dans les entreprises associées et coentreprises		1 441	300
Cessions de titres disponibles à la vente		174	93
Intérêts reçus d'actifs financiers non courants		67	54
Dividendes reçus sur actifs financiers non courants		137	129
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	3.4.3	(6)	(21)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT		(5 611)	(8 451)
Dividendes payés		(4 694)	(2 117)
Remboursement de dettes financières		(5 869)	(7 558)
Variation des actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat		(437)	2 473
Intérêts financiers versés		(1 494)	(1 915)
Intérêts financiers reçus sur trésorerie et équivalents de trésorerie		117	185
Flux sur instruments financiers dérivés de couverture d'investissement net et soultes sur instruments financiers dérivés		(184)	(721)
Augmentation des dettes financières		3 617	11 587
Augmentation/diminution de capital	17.7	2 037	229
Achat/vente de titres d'autocontrôle		(5)	(358)
Changements de parts d'intérêts dans des entités contrôlées	3.4.3	(71)	(10 125)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT		(6 982)	(8 321)
Effet des variations de change et divers		(2 123)	(126)
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE		(2 691)	(3 291)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE		11 383	14 675
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE		8 691	11 383

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



Notes aux comptes consolidés

NOTE 1	Résumé des méthodes comptables	34	NOTE 17	Éléments sur capitaux propres	112
NOTE 2	Principales variations de périmètre	48	NOTE 18	Provisions	115
NOTE 3	Information sectorielle	56	NOTE 19	Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme	118
NOTE 4	Éléments du résultat opérationnel courant	61	NOTE 20	Activité Exploration-Production	126
NOTE 5	Résultat des activités opérationnelles	62	NOTE 21	Contrats de location-financement	127
NOTE 6	Résultat financier	70	NOTE 22	Contrats de location simple	129
NOTE 7	Impôts	72	NOTE 23	Contrats de concession	130
NOTE 8	Résultat net récurrent part du Groupe	76	NOTE 24	Paiements fondés sur des actions	130
NOTE 9	Résultat par action	77	NOTE 25	Transactions avec des parties liées	134
NOTE 10	Goodwills	78	NOTE 26	Rémunération des dirigeants	137
NOTE 11	Immobilisations incorporelles	82	NOTE 27	Besoin en fonds de roulement, autres actifs et autres passifs	137
NOTE 12	Immobilisations corporelles	84	NOTE 28	Litiges et concurrence	138
NOTE 13	Participations dans les entreprises associées	86	NOTE 29	Événements postérieurs à la clôture	143
NOTE 14	Participations dans les coentreprises	89	NOTE 30	Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013	143
NOTE 15	Instruments financiers	90	NOTE 31	Honoraires des Commissaires aux comptes et membres de leurs réseaux	149
NOTE 16	Risques liés aux instruments financiers	100			

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 et services à l'énergie), 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 26 février 2014, le Conseil d'Administration du Groupe a arrêté et autorisé la publication des états financiers consolidés du Groupe au 31 décembre 2013.

NOTE 1 RÉSUMÉ DES MÉTHODES 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 fournis pour les deux derniers exercices 2012 et 2013 et sont établis conformément au règlement (CE) n° 1606/2002 du 19 juillet 2002 sur l'application des normes comptables internationales IFRS. Au 31 décembre 2013, 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 2013 sont conformes à ceux retenus pour la préparation des états financiers au 31 décembre 2012 à l'exception des éléments suivants en 1.1.1 à 1.1.3.

1.1.1 Norme IAS 19 Révisée – Avantages du personnel applicable au 1^{er} janvier 2013

Les changements de principe comptable induits par l'application d'IAS 19 Révisée sont les suivants pour le Groupe :

- ▶ IAS 19 Révisée requiert de calculer une charge (produit) d'intérêt nette qui correspond au produit de l'engagement net du régime à prestations définies par le taux d'actualisation applicable à la dette actuarielle du régime concerné. Cette charge (produit) d'intérêt nette est présentée sur la ligne «Charges financières» («Produits financiers») du compte de résultat. Jusqu'au 31 décembre 2012, le Groupe déterminait deux composantes financières distinctes dans son compte de résultat au titre des régimes à prestations définies :
 - une charge d'intérêt (ligne «Charges financières» du compte de résultat) correspondant au produit de la dette actuarielle par le taux d'actualisation ;

- un produit financier (ligne «Produits financiers» du compte de résultat), correspondant au rendement attendu sur les actifs de couverture ;

- ▶ les frais d'administration des régimes à prestations définies, qui étaient auparavant intégrés dans le calcul de la dette actuarielle et donc provisionnés selon les dispositions prévues par IAS 19, sont désormais comptabilisés en résultat lorsqu'ils sont encourus ;
- ▶ les coûts des services passés relatifs aux droits non encore acquis, dont la comptabilisation était auparavant étalée sur la durée moyenne d'acquisition des droits, doivent désormais être comptabilisés immédiatement dans l'état de situation financière.

Ces changements de principes comptables, appliqués de façon rétrospective à compter du 1^{er} janvier 2012, ont les incidences suivantes sur les états financiers comparatifs 2012 :

- ▶ dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012, l'application de ces nouvelles dispositions s'est traduite par une diminution des provisions pour avantages postérieurs à l'emploi de 146 millions d'euros, une diminution des impôts différés actifs de 50 millions d'euros et une augmentation des capitaux propres de 96 millions d'euros. Ces retraitements sont essentiellement dus au changement de traitement des frais d'administration ;
- ▶ dans le compte de résultat au 31 décembre 2012, l'impact est une diminution du résultat financier et du résultat net de respectivement 19 et 12 millions d'euros. Les résultats de base et dilué ne sont pas modifiés. Les incidences sur l'état du résultat global au 31 décembre 2012 sont une diminution de 22 millions d'euros des éléments non recyclables (pertes et gains actuariels et impôts différés y afférant) ;
- ▶ l'application de ces principes se traduit par une augmentation des capitaux propres de 84 millions d'euros au 1^{er} janvier 2012.

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



1.1.2 Autres Normes IFRS, amendements et interprétations de l'IFRIC applicables de façon obligatoire en 2013

- ▶ IFRS 13 – Évaluation à la juste valeur. L'application de ces dispositions n'a pas d'incidence significative sur le compte de résultat et l'état de situation financière du Groupe. Les informations complémentaires requises par IFRS 13 concernant les justes valeurs des actifs et passifs sont fournies dans la Note 15 « Instruments financiers » ;
- ▶ 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 - Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers ; les informations requises sur les compensations et accords de compensation relatifs aux instruments financiers dérivés actifs et passifs sont présentées dans la Note 15 « Instruments financiers » ;
- ▶ Améliorations annuelles – Cycle 2009-2011. Ces amendements n'ont pas d'incidence pour le Groupe ;
- ▶ 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.

1.1.3 Amendements IFRS applicables en 2014 et anticipés par le Groupe en 2013

- ▶ Amendements IAS 36 – Informations à fournir sur la valeur recouvrable des actifs non financiers. Ces amendements limitent les informations à communiquer sur la valeur recouvrable d'une UGT comprenant un *goodwill* ou des immobilisations incorporelles à durée de vie indéfinie, aux seules UGT dans lesquelles une dépréciation ou reprise de dépréciation a été comptabilisée et non sur toutes les UGT.

1.1.4 Normes IFRS, amendements et interprétations applicables en 2014 et non anticipés par le Groupe

- ▶ IFRS 10 – États financiers consolidés.
- ▶ IFRS 11 – Partenariats.
- ▶ Amendement IAS 28 - Participations dans des entreprises associées et des coentreprises.

Les analyses réalisées montrent que l'application de ces normes et amendements n'aura pas d'incidence significative sur les états financiers du Groupe au 1^{er} janvier 2014.

- ▶ IFRS 12 – Informations à fournir sur les intérêts détenus dans d'autres entités.
- ▶ Amendements IAS 32 – Instruments financiers : Présentation – Compensation d'actifs financiers et de passifs financiers.
- ▶ IFRS 9 Comptabilité de couverture – Amendements IFRS 9, IFRS 7, IAS 39⁽¹⁾.

- ▶ Amendements IAS 39 – Novation de dérivés et maintien de la comptabilité de couverture
- ▶ IFRIC 21 – Droits ou taxes (« Levies »)⁽¹⁾.

Les conséquences que ces nouvelles normes, amendements et interprétations pourraient avoir pour le Groupe au 1^{er} janvier 2014 sont en cours d'analyse.

1.1.5 Normes IFRS et amendements applicables après 2014

- ▶ IFRS 9 – Instruments financiers – Classement et évaluation⁽¹⁾.
- ▶ Amendements IAS 19 – Plans à prestations définies : contributions des employés⁽¹⁾.
- ▶ Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2010-2012⁽¹⁾.
- ▶ Améliorations annuelles des IFRS – Cycle 2011-2013⁽¹⁾.

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

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

1.3 Utilisation d'estimations et du jugement

La crise économique et financière a conduit le Groupe à renforcer les procédures de suivi des risques et à intégrer une évaluation de ceux-ci dans l'évaluation des instruments financiers et les tests de valeur. 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. Le Groupe y a par ailleurs intégré, toute fin 2013, un changement de vue structurel sur les équilibres de moyen et long terme des marchés de l'énergie en Europe, actant ce faisant un changement profond de paradigme affectant plusieurs de ses métiers.

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* et des autres immobilisations incorporelles et des immobilisations corporelles (se reporter aux § 1.4.4 et 1.4.5) ;
- ▶ l'évaluation des provisions et notamment les provisions pour traitement 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 compte ;
- ▶ l'évaluation des déficits fiscaux reportables activés.

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

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

Les valeurs utilisées reflètent les meilleures estimations du management.

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

Des hypothèses et des estimations sont réalisées pour déterminer la valeur recouvrable des *goodwills*, des immobilisations incorporelles et corporelles. Celles-ci portent en particulier sur les perspectives de marché, l'évolution du cadre réglementaire, plus sensibles sur certaines activités, nécessaires à l'évaluation des flux de trésorerie et du 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 *goodwill* significatives et les UGT pour lesquelles des pertes de valeur significatives ont été comptabilisées en 2013 (cf. Note 5.2 « Pertes de valeur » et la Note 10.3 « Tests de pertes de valeur sur les UGT *goodwill* »), les hypothèses clés des tests de perte de valeur sont les suivantes :

- ▶ UGT Énergie – Central Western Europe (CWE) – (branche GDF SUEZ Énergie Europe)

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, l'évolution des prix de l'électricité, les perspectives futures des marchés, ainsi que l'évolution du cadre réglementaire (notamment sur les capacités nucléaires en Belgique, la prolongation des contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires en France et la mise en place de marchés de capacité pour l'électricité), et les perspectives de renouvellement des concessions hydroélectriques en France. Enfin, les taux d'actualisation constituent également une des hypothèses clés pour le calcul de la valeur d'utilité de cette UGT *goodwill*.

- ▶ UGT Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures)

Les hypothèses clés comprennent notamment l'évolution du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel en France et en Allemagne, les prévisions de volatilité des prix du gaz au Royaume-Uni, les évolutions du cadre réglementaire relatif à l'accès des tiers aux stockages en France, ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

- ▶ UGT Actifs Énergie – Europe du Sud (branche GDF SUEZ Énergie Europe)

Les hypothèses clés comprennent l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité ainsi que les taux d'actualisation à appliquer.

- ▶ 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 (Commission de Régulation de l'Énergie) 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 au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2019. 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, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, ainsi que les perspectives futures des marchés.

- ▶ UGT Energy Amérique du Nord (branche GDF SUEZ Energy International)

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures des marchés 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 :

- ▶ 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 traitement 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 Évaluation des déficits fiscaux reportables activés

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

1.3.2 Jugement

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

En particulier, le Groupe a exercé son jugement pour 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 est présentée dans la Note 30 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013» 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 euros.

1.4.2.2 Monnaie fonctionnelle

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

1.4.2.3 Traduction des opérations en monnaies étrangères

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

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

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

L'état de situation financière est converti en euros au taux de change en vigueur à la clôture de l'exercice. Le résultat et les flux de trésorerie sont convertis sur la base des taux de change moyens. 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

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

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

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

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

Évaluation des goodwills

Les *goodwills* ne sont pas amortis mais font l'objet de tests de perte de valeur une fois par an, ou plus fréquemment s'il existe des indices de perte 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 opérées par des tiers et a reçu en contrepartie des droits d'acheter une quote-part de la production sur la durée de vie des actifs. Ces droits à capacité sont amortis sur la durée d'utilité de l'actif sous-jacent, n'excédant pas 40 ans ;
- ▶ Des actifs de concessions ;
- ▶ 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	30
Portefeuille clients	10	40
Autres immobilisations incorporelles	1	40

Certaines immobilisations incorporelles (marque, etc.), 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		
• Stockage - Production - Transport - Distribution	5	60*
• Installation - Maintenance	3	10
• Aménagements hydrauliques	20	65
Autres immobilisations corporelles	2	33

* Hors gaz coussin.

La fourchette constatée sur les durées d'amortissement résulte de la diversité des immobilisations concernées. Les durées minima concernent le petit matériel et le mobilier, les durées maxima s'appliquent aux réseaux d'infrastructures et 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 sont confiées au concessionnaire 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 de la rémunération à recevoir. Ainsi :

- ▶ 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) ;
- ▶ dans les autres cas, le modèle «actif incorporel» est applicable : le concessionnaire bénéficie alors d'un simple droit à facturer les usagers du service public.

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, réglementaire, politique ou du marché dans lequel opère l'actif,
 - baisse de la demande,
 - évolution défavorable du cours des énergies et du dollar ;
- ▶ au titre des indices internes :
 - obsolescence ou dégradation matérielle non prévue dans le plan d'amortissement,
 - performance inférieure aux prévisions,
 - baisse des réserves pour l'Exploration-Production.

Perte de valeur

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

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

Évaluation de la valeur recouvrable

Pour examiner la valeur recouvrable des immobilisations corporelles et incorporelles, elles sont, le cas échéant, regroupées dans des 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 «Pertes 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 CUMP.

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.

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

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. À 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.

Évaluation des dettes financières et autres passifs financiers

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

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

Dans le cas de dettes structurées sans composante capitaux propres, le Groupe peut être amené à séparer un instrument dérivé dit «incorporé». 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 «*Marked-to-Market*» ou «MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel» sous le résultat opérationnel courant pour les instruments dérivés sur actifs non financiers et en résultat financier pour les instruments dérivés de change, de taux ou sur actions.



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

Évaluation de la juste valeur

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

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

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

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

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

Sauf cas d'accord de collatéralisation ou autres accords de compensation, le risque de contrepartie est incorporé dans la juste valeur des instruments dérivés actifs et passifs. Il est calculé selon la méthode dite des «pertes attendues» («*Expected loss*») et tient compte de l'exposition au risque de défaut, de la probabilité de défaut ainsi que du taux de perte en cas de défaut. La probabilité de défaut est déterminée sur la base des notations de crédit («*credit rating*») attribuées à chaque contrepartie (approche dite «des probabilités historiques»).

1.4.12 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie comprend les disponibilités ainsi que les placements à court terme qui sont considérés comme liquides, convertibles en un montant de trésorerie connu et qui sont soumis à un risque

négligeable de changement de valeur au regard des critères prévus par IAS 7.

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

1.4.13 Titres d'autocontrôle

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

1.4.14 Paiements fondés sur des actions

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

Dans le Groupe, cette rémunération prend la forme d'instruments réglés en actions (les instruments réglés en trésorerie ne sont actuellement plus utilisés).

Instruments réglés en actions : 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.

1.4.15 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 Révisée (voir 1.1.1). En conséquence :

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

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

Concernant les avantages postérieurs à l'emploi, les écarts actuariels sont comptabilisés en autres éléments du résultat global. Le cas échéant, les ajustements provenant du plafonnement des actifs nets relatifs aux régimes surfinancés suivent la même méthode. Pour les autres avantages à long terme tels que les médailles du travail, les écarts actuariels continuent à être immédiatement comptabilisés en résultat.

La charge (produit) d'intérêt nette au titre des régimes à prestations définies est comptabilisée en résultat financier.

1.4.15.2 Autres provisions

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

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

Les provisions dont l'échéance est supérieure à 12 mois sont actualisées dès lors que l'effet de l'actualisation est significatif. Les principales natures de provisions à long terme du Groupe sont les provisions pour traitement 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

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 ANC 2013-03, relative au format des états financiers des entreprises sous référentiel comptable international). En effet, le ROC est un solde de gestion qui permet de faciliter la compréhension de la performance du Groupe en excluant les éléments qui, par nature, ont un degré de prévisibilité insuffisant, compte tenu de leur caractère inhabituel, anormal ou peu fréquent. Pour le Groupe, ces éléments correspondent au *Marked-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 (*Marked-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 sur les sociétés sont isolés.

1.4.19 Impôts

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

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

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

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

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

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

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

1.4.20 Résultat par action

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

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

NOTE 2 PRINCIPALES VARIATIONS DE PÉRIMÈTRE

2.1 Perte de contrôle de SUEZ Environnement

2.1.1 Fin du pacte d'actionnaires

Conformément aux communications des 5 décembre 2012 et 22 janvier 2013 (cf. Note 2.2 «Annonce du non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company» et Note 28.3 «Confirmation du non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012), le pacte d'actionnaires relatif à SUEZ Environnement Company a pris fin le 22 juillet 2013 à l'égard de l'ensemble des parties.

La fin du pacte d'actionnaires se traduit par la perte de contrôle de SUEZ Environnement Company. À compter du 22 juillet 2013, la participation détenue par le Groupe dans cet ensemble est dorénavant comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés.

2.1.2 Impacts sur les états financiers du Groupe GDF SUEZ

Conformément à IAS 27 - États financiers consolidés et individuels, la participation conservée dans SUEZ Environnement Company a été comptabilisée à la juste valeur à la date de perte de contrôle. Sur la base du cours de bourse de 10,26 euros de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013, la valeur comptable de l'entreprise associée s'établit à 1 868 millions d'euros, et le gain représentant l'effet de la réévaluation au cours de bourse s'élève à 476 millions d'euros (sur base de la situation comptable au 22 juillet 2013). Le gain net, ainsi que la perte correspondant au recyclage en résultat des éléments recyclables de l'État du Résultat Global de SUEZ Environnement Company, sont présentés sur la ligne «Effets de périmètre» pour un montant de 448 millions d'euros net de frais.

Conformément aux dispositions d'IAS 28 - Participations dans les entreprises associées, le Groupe a procédé à une évaluation à la juste valeur des actifs et des passifs identifiables de SUEZ Environnement. L'amortissement des écarts d'évaluation ainsi alloués aux actifs et passifs de SUEZ Environnement n'a pas d'impact significatif sur les états financiers consolidés de GDF SUEZ au 31 décembre 2013. L'évaluation de la juste valeur des actifs et des passifs identifiables reste provisoire. Le Groupe ne s'attend pas à des évolutions significatives.



La contribution du groupe SUEZ Environnement dans le compte de résultat et le tableau des flux de trésorerie du Groupe au 31 décembre 2013 et au 31 décembre 2012, ainsi que dans l'état de situation financière au 31 décembre 2012 est présentée ci-dessous. Par ailleurs, les principaux agrégats financiers publiés par SUEZ Environnement sont présentés en Note 13.2 :

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013	Gain de réévaluation au 22 juillet 2013	Contribution de SUEZ Environnement par mise en équivalence à partir du 22 juillet 2013	Total Contribution de SUEZ Environnement au 31 décembre 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Chiffre d'affaires	8 031	-	-	8 031	15 093
Achats	(1 698)	-	-	(1 698)	(3 481)
Charges de personnel	(2 107)	-	-	(2 107)	(3 767)
Amortissements, dépréciations et provisions	(548)	-	-	(548)	(1 036)
Autres charges opérationnelles	(3 251)	-	-	(3 251)	(5 925)
Autres produits opérationnels	160	-	-	160	238
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	588	-	-	588	1 121
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(1)	-	-	(1)	4
Pertes de valeur	4	-	-	4	(87)
Restructurations	(17)	-	-	(17)	(78)
Effets de périmètre	(2)	448	-	447	45
Autres éléments non récurrents	10	-	-	10	4
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	581	448	-	1 029	1 009
Charges financières	(273)	-	-	(273)	(527)
Produits financiers	50	-	-	50	94
RÉSULTAT FINANCIER	(223)	-	-	(223)	(434)
Impôt sur les bénéfices	(107)	-	-	(107)	(177)
Quote-part de résultat des entreprises associées	17	-	62	80	22
RÉSULTAT NET	268	448	62	778	422
Résultat net part du Groupe	41	448	62	551	58
Résultat net des participations ne donnant pas le contrôle	227	-	-	227	364

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

En millions d'euros

31 déc. 2012⁽¹⁾

	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs non courants	
Immobilisations incorporelles nettes	4 056
Goodwill	3 257
Immobilisations corporelles nettes	8 867
Titres disponibles à la vente	393
Prêts et créances au coût amorti	703
Instruments financiers dérivés	257
Participations dans les entreprises associées	490
Autres actifs	80
Impôts différés actif	761
TOTAL ACTIFS NON COURANTS	18 865
Actifs courants	
Prêts et créances au coût amorti	215
Instruments financiers dérivés	5
Clients et autres débiteurs	3 763
Stocks	291
Autres actifs	1 111
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	24
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 233
Actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL ACTIFS COURANTS	7 643
TOTAL ACTIF	26 508
Capitaux propres part du Groupe	1 451
Participations ne donnant pas le contrôle	5 388
TOTAL CAPITAUX PROPRES	6 839
Passifs non courants	
Provisions	1 408
Dettes financières	8 392
Instruments financiers dérivés	91
Autres passifs financiers	3
Autres passifs	640
Impôts différés passif	578
TOTAL PASSIFS NON COURANTS	11 112
Passifs courants	
Provisions	560
Dettes financières	1 488
Instruments financiers dérivés	9
Fournisseurs et autres créanciers	2 834
Autres passifs	3 666
Passifs directement liés à des actifs classés comme détenus en vue de la vente	-
TOTAL PASSIFS COURANTS	8 557
TOTAL PASSIF ET CAPITAUX PROPRES	26 508

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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



ÉTAT DES FLUX DE TRÉSORERIE

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET	778	434
MBA avant résultat financier et impôt	1 125	2 140
Variation du besoin en fonds de roulement	(239)	330
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	785	2 358
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS D'INVESTISSEMENT	(600)	(1 297)
FLUX ISSUS DES ACTIVITÉS DE FINANCEMENT	(259)	(1 369)
Effet des variations de change et divers	(2 160)	56
TOTAL DES FLUX DE LA PÉRIODE	(2 233)	(251)
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À L'OUVERTURE	2 233	2 485
TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE À LA CLÔTURE	-	2 233

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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.

2.2 Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013

Au cours de l'exercice 2013, le Groupe a poursuivi la mise en œuvre de son programme d'«optimisation du portefeuille d'actifs» visant à réduire l'endettement net du Groupe.

Les cessions réalisées sur l'exercice 2013 dans le cadre de ce programme se sont traduites par une réduction de l'endettement net de 3 429 millions d'euros par rapport au 31 décembre 2012.

Les incidences cumulées de ces cessions sur l'endettement net du Groupe au 31 décembre 2013 sont présentées dans le tableau ci-après. Les résultats de cession individuels et cumulés au 31 décembre 2013 sont non significatifs.

En millions d'euros	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
Opérations finalisées sur 2013 relatives à des «Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012	1 283	(1 168)	2	-
Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)	1 242	(1 127)	-	-
Cession de 80% d'IP Maestrale (Italie/Allemagne)	28	(28)	-	-
Cession d'une participation de 10% dans Sohar Power Company SAOG (Oman)	13	(13)	2	-
Opérations de l'exercice 2013	1 000	(1 960)	30	(11)
Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal	328	(567)	(22)	-
Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie	301	(301)	-	(11)
Cessions de centrales thermiques aux États-Unis	82	(809)	34	-
<i>dont encaissement du solde du prix de cession de la centrale de Choctaw - Transaction réalisée en 2012</i>	-	(130)	-	-
<i>dont cession de la centrale de Red Hills</i>	-	(226)	34	-
<i>dont cession de 20,6% de la centrale d'Astoria Energy, Phase I</i>	82	(453)	-	-
Cession d'une participation de 33,2% dans NOGAT (Pays-Bas)	182	(177)	14	-
Cession de la participation de 36% dans KAPCO (Pakistan)	107	(106)	4	-
Autres opérations de cession individuellement non significatives	201	(301)	74	-
TOTAL	2 484	(3 429)	106	(11)

La participation de 24,5% dans SPP, ainsi que les sociétés IP Maestrale et Sohar Power Company SAOG étaient classées en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » au 31 décembre 2012. Ce classement s'était déjà traduit au 31 décembre 2012 par une réduction de l'endettement net de 946 millions d'euros. Au total, en tenant compte des 1 168 millions d'euros encaissés au cours de l'exercice 2013, ces trois opérations ont donc conduit à réduire l'endettement net du Groupe de 2 114 millions d'euros.

2.2.1 Cession de la participation de 24,5% dans SPP (Slovaquie)

Le 23 janvier 2013, le Groupe et E.ON ont finalisé la cession à Energetický a Průmyslový Holding (EPH) de leurs parts dans Slovak Gas Holding («SGH» détenue à parts égales par le Groupe et E.ON), holding détenant une participation de 49% dans le capital de l'opérateur gazier slovaque Slovenský Plynárenský Priemysel a. s. (SPP).

Cette cession valorisait la quote-part de 24,5% du Groupe 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.

Le résultat de cession est non significatif. Cette transaction met également fin à la procédure arbitrale engagée par GDF SUEZ et E.ON contre l'État slovaque devant le CIRDI (cf. Note 27.1 «Litiges et arbitrages» des états financiers consolidés au 31 décembre 2012).

2.2.2 Cession de 80% de IP Maestrale (Italie/Allemagne)

Le 13 février 2013, le Groupe a finalisé la cession au groupe ERG de 80% du capital de IP Maestrale, filiale exploitant un portefeuille d'actifs de production d'énergie éolienne en Italie et en Allemagne. Le Groupe a reçu un paiement de 28 millions d'euros correspondant au prix de cession de 80% de sa participation.

Compte tenu des dispositions de l'accord conclu avec ERG, la participation de 20% conservée par GDF SUEZ dans IP Maestrale est comptabilisée en tant qu'instrument financier pour un montant de 7 millions d'euros.

L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2013.

2.2.3 Cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal

Le 13 octobre 2013, le Groupe a cédé, pour un montant de 328 millions d'euros, 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies thermiques et renouvelables au Portugal à Marubeni Corporation.

Le périmètre de l'opération englobe à la fois des actifs de GDF SUEZ Énergie Europe (100% d'Eurowind, opérateur de parcs éoliens ; 42,5% du producteur d'énergies renouvelables Generg) et des actifs de GDF SUEZ Energy International (100% de Turbogas et 50% de Elecogas, opérateurs de centrale à cycle combinée ; 50% de Tejo Energia, opérateur d'une centrale au charbon). Dans les états financiers du Groupe au 31 décembre 2012, ces actifs étaient consolidés selon les méthodes de l'intégration globale (Eurowind et Turbogas), de l'intégration proportionnelle (Elecogas) et de la mise en équivalence (Generg et Tejo Energia).

À l'issue de la transaction globale conclue avec Marubeni, les participations conservées de 50% dans Eurowind et Turbogas sont consolidées par intégration proportionnelle, tout comme celle de 25%

conservée dans Elecogas. Les participations de 21,25% et de 25% conservées respectivement dans Generg et Tejo Energia demeurent quant à elles consolidées par mise en équivalence. En application d'IAS 27, les intérêts conservés dans Eurowind et Turbogas ont été réévalués à la juste valeur à la date de l'opération. Après prise en compte des frais de transaction pour 8 millions d'euros, cette opération génère une moins-value totale de 22 millions d'euros.

Cette opération se traduit également par une réduction de l'endettement net du Groupe de 567 millions d'euros au 31 décembre 2013 (soit le paiement reçu de 328 millions d'euros, net des frais de transaction de 8 millions d'euros, majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de 50% de l'endettement net de 494 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière des actifs visés par l'accord avant leur cession).

La contribution de ces actifs portugais au résultat net part du Groupe s'est élevée à 101 millions d'euros en 2013 (avant prise en compte du résultat de cession) et à 56 millions d'euros en 2012.

2.2.4 Entrée d'un actionnaire minoritaire à hauteur de 28% dans un portefeuille d'actifs de production d'énergies en Australie

Le 31 octobre 2013, Mitsui & Co. Ltd a pris une participation ne donnant pas le contrôle de 28% dans un portefeuille d'actifs de production et de vente d'énergies en Australie, détenu auparavant à 100% par le Groupe.

Le portefeuille d'actifs visé par cette transaction comprend la centrale à charbon de Hazelwood, les centrales à gaz de Synergen et Pelican Point, le parc éolien de Canunda, ainsi que l'activité de commercialisation de gaz et d'électricité de Simply Energy.

Cette transaction a pris la forme d'une augmentation de capital intégralement souscrite par Mitsui & Co. Ltd. Mitsui a ainsi souscrit pour 416 millions de dollars australiens (soit 301 millions d'euros) à 127 623 432 actions nouvelles représentant 28% du capital de la holding IP Australia Holdings Pty Ltd (entité détenant à 100% les cinq actifs concernés). S'agissant d'une transaction entre actionnaires, la différence entre le prix de cession et la valeur comptable de la participation cédée, soit 11 millions d'euros, a été portée en déduction des capitaux propres part du Groupe. Au 31 décembre 2013, la participation ne donnant pas le contrôle de 28% de Mitsui & Co. Ltd sur ce portefeuille d'actifs s'élève à 289 millions d'euros dans l'état de situation financière.

2.2.5 Cessions de centrales thermiques aux États-Unis

2.2.5.1 Cession de la centrale de Red Hills

Le 28 février 2013, le Groupe a cédé sa filiale Red Hills, qui exploite une centrale au charbon de 440 MW dans l'État du Mississippi.

La plus-value de cession s'élève à 34 millions d'euros. Cette cession se traduit également par une réduction de 226 millions d'euros de l'endettement net.

2.2.5.2 Cession de 20,6% de la centrale d'Astoria Energy, Phase I

Le 31 octobre 2013, le Groupe a finalisé la cession au groupe Mizuho de 20,6% du capital de Astoria Energy, Phase I, filiale exploitant une centrale à cycle combiné de 575 MW dans l'État de New York, pour un montant total de 109 millions de dollars (soit 82 millions d'euros).

La participation conservée de 44,8% dans Astoria Energy, Phase I (participation représentant 36,8% des droits de vote) est consolidée par mise en équivalence. La valeur comptable de cette entreprise associée s'élève à 178 millions d'euros au 31 décembre 2013.



Cette opération se traduit dans les états financiers du Groupe par une réduction de 453 millions d'euros de l'endettement net (soit le paiement reçu de 82 millions d'euros majoré de l'effet lié à la décomptabilisation de l'endettement net de 371 millions d'euros figurant dans l'état de situation financière d'Astoria Energy, Phase I, avant la cession).

2.2.6 Cession d'une participation de 33,2% dans NOGAT (Pays-Bas)

Le 31 octobre 2013, le Groupe a finalisé la cession d'une participation de 33,2% dans la société NOGAT BV au fonds de pension allemand PGGM, pour un montant de 182 millions d'euros. La société NOGAT BV, consolidée par intégration proportionnelle, exploite un réseau *offshore* de gazoducs acheminant du gaz produit en Mer du Nord vers une station de traitement *onshore* aux Pays-Bas.

La participation conservée de 15% dans NOGAT BV demeure consolidée par intégration proportionnelle, la société restant sous

contrôle conjoint. La plus-value de cession s'élève à 14 millions d'euros au 31 décembre 2013.

2.2.7 Cession de KAPCO (Pakistan)

En juillet 2013, le Groupe a cédé l'intégralité de sa participation de 36% dans Kot Addu Power Company Ltd (KAPCO), un producteur indépendant d'électricité au Pakistan, pour un montant de 14,6 milliards de roupies pakistanaises (107 millions d'euros). L'impact de cette opération est non significatif sur le compte de résultat au 31 décembre 2013.

2.3 Actifs destinés à être cédés

Au 31 décembre 2013, 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 3 620 millions d'euros et 2 521 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. 2013	31 déc. 2012
Immobilisations corporelles nettes	3 279	2 282
Autres actifs	342	864
TOTAL ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	3 620	3 145
Dettes financières	2 175	1 259
Autres passifs	347	616
TOTAL PASSIFS DIRECTEMENT LIÉS À DES ACTIFS CLASSÉS COMME DÉTENUS EN VUE DE LA VENTE	2 521	1 875

Au 31 décembre 2013, les «Actifs destinés à être cédés» comprennent la participation de 60% dans la coentreprise Energia Sustentável do Brasil (Jirau), ainsi que la filiale Futures Energies Investissement Holding, en France. Cette classification dans l'état de situation financière se traduit par une réduction de l'endettement net de 2 146 millions d'euros.

Le Groupe a d'ores et déjà finalisé en janvier 2014 la transaction relative à Energia Sustentável do Brasil, et s'attend à finaliser la cession d'une partie de sa participation dans Futures Energies Investissement Holding au cours du 1^{er} semestre 2014.

Tous les actifs classés en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» au 31 décembre 2012 ont été cédés (SPP en Slovaquie ; IP Maestrone en Italie/Allemagne et Sohar Power Company SAOG à Oman) au cours de l'exercice 2013 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013»).

2.3.1 Energia Sustentável do Brasil – «Jirau» (Brésil)

Le 13 mai 2013, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Mitsui & Co. Ltd portant sur la centrale hydroélectrique de Jirau, au Brésil. En vertu de cet accord, le Groupe va céder à Mitsui & Co. Ltd

une participation de 20% dans Energia Sustentável do Brasil (ESBR), société créée dans le but de construire, détenir et exploiter la centrale hydroélectrique de Jirau, d'une capacité de 3 750 MW.

Au 31 décembre 2013, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction (dont notamment l'autorisation de l'autorité de la concurrence et de l'agence de réglementation de l'énergie électrique) n'ayant pas encore été levées, les actifs et passifs d'ESBR, entité consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60%, 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 1 894 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Cette cession est devenue effective le 16 janvier 2014. Le Groupe a reçu un paiement de 1 024 millions de réals brésiliens (soit 318 millions d'euros). À la date d'arrêt des états financiers consolidés 2013, cette transaction se traduit donc par une diminution de l'endettement net du Groupe de 2 212 millions d'euros (soit l'effet de la décomptabilisation de l'endettement net de 1 894 millions d'euros d'ESBR majoré du paiement reçu de 318 millions d'euros).

À l'issue de cette opération, la participation de 40% conservée par le Groupe dans ESBR est consolidée par mise en équivalence.

2.3.2 Futures Energies Investissement Holding (France)

Le 9 décembre 2013, le Groupe a annoncé la conclusion d'un accord avec Crédit Agricole Assurances (via sa filiale Predica) portant sur la cession d'une participation de 50% du capital de Futures Energies Investissement Holding, opération qui se traduira par la perte de contrôle de cette filiale. Au sein de GDF SUEZ Énergie Europe, Futures Energies Investissement Holding exploite un portefeuille d'actifs éoliens en France d'une capacité totale installée de 426 MW.

Au 31 décembre 2013, les conditions suspensives à la réalisation de la transaction n'ayant pas encore été formellement levées, les actifs et passifs de Futures Energies Investissement Holding 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 252 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Le Groupe s'attend à finaliser cette transaction au cours du premier semestre 2014.

2.4 Autres opérations de l'exercice 2013

2.4.1 Acquisition de Balfour Beatty Workplace

Le 13 décembre 2013, le Groupe a finalisé l'acquisition des activités britanniques de gestion des installations («Facility Management») du groupe Balfour Beatty, réunies au sein de la société Balfour Beatty Workplace.

Au 31 décembre 2013, la comptabilisation de ce regroupement d'entreprises est provisoire et sera finalisée au cours de l'exercice 2014. Le *goodwill* comptabilisé au 31 décembre 2013 s'élève à 145 millions d'euros.

2.4.2 Autres opérations

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 2013 (notamment la prise de contrôle de la société Meenakshi Energy en Inde, exploitant une centrale à charbon, ainsi que l'acquisition d'un portefeuille d'actifs constitués de réseaux de chaleur en Pologne).

2.5 International Power - Principales opérations de l'exercice 2012

2.5.1 Acquisition des participations ne donnant pas le contrôle dans International Power

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. À l'issue de cette opération, GDF SUEZ détient désormais 100% des droits de vote du groupe International Power.

Le coût du rachat des 1 542 millions d'actions ordinaires International Power plc non encore détenues par le Groupe s'est élevé 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.

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

Au cours du troisième trimestre 2012, 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. 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.

2.5.3 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 2.5.1 et 2.5.2 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)



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.

L'impact négatif de 288 millions d'euros sur les capitaux propres part du Groupe correspond à la différence entre le prix payé de 1 828 millions d'euros et la valeur comptable totale des obligations convertibles dans l'état de situation financière (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.

2.6 Autres mouvements de périmètre de l'exercice 2012

<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 États-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

2.6.1 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. Le Groupe conserve une participation de 40% dans les activités canadiennes d'énergies renouvelables, consolidées dorénavant par mise en équivalence.

2.6.2 Cessions de centrales thermiques aux États-Unis

2.6.2.1 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'État 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 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013»).

2.6.2 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'État de l'Arkansas, pour un montant total de 257 millions de dollars (soit 200 millions d'euros).

2.6.3 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.

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.

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 22 juillet 2013, suite à la fin du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement, le Groupe consolide sa participation par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

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

- ▶ La **branche GDF SUEZ Energy International (BEI)** : les filiales concernées produisent et commercialisent de l'électricité en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie-Pacifique, Royaume-Uni et Autres Europe, et Moyen-Orient. Elles distribuent et commercialisent du gaz en Amérique du Nord, Amérique Latine, Asie et Turquie. La branche intervient également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel en Amérique du Nord et au Chili et dans le dessalement d'eau de mer dans la péninsule arabique.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Énergie Europe (BEE)** gère les activités de production d'électricité et de vente d'énergies 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, notamment en Italie et aux Pays-Bas).
- ▶ La **branche GDF SUEZ Global Gaz & GNL** gère 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 Énergie 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 naturel ainsi que des terminaux méthaniers. Elles commercialisent également les droits d'accès des tiers à ces infrastructures.
- ▶ La **branche GDF SUEZ Énergie Services** : les filiales concernées conçoivent et mettent en œuvre des solutions d'efficacité énergétique et environnementale au travers de prestations multi-techniques, que ce soit dans les domaines de l'ingénierie, de l'installation ou des services à l'énergie.
- ▶ **SUEZ Environnement** constituait un secteur opérationnel distinct jusqu'au 22 juillet 2013. À ce titre, sa contribution aux indicateurs clés du compte de résultat 2013 (jusqu'à la perte de contrôle) et 2012 continue à être présentée sur une ligne distincte de l'information sectorielle. Désormais, la contribution de SUEZ Environnement aux indicateurs bilantiels est présentée au sein de la ligne «Autres».

Les filiales de SUEZ Environnement 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 Énergie Europe, les principales relations entre secteurs opérationnels concernent les relations entre la branche GDF SUEZ Infrastructures et la branche GDF SUEZ Énergie Europe.



Les prestations relatives à l'utilisation par GDF SUEZ Énergie 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 notamment 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.

3.2 Indicateurs clés par secteur opérationnel

CHIFFRE D'AFFAIRES

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Hors Groupe	Groupe	Total	Hors Groupe	Groupe	Total
Energy International	14 833	818	15 651	16 044	435	16 480
Énergie Europe	43 479	1 530	45 010	44 418	1 666	46 084
Global Gaz & GNL	5 685	2 760	8 445	4 759	3 186	7 945
Infrastructures	2 574	4 218	6 792	2 031	4 184	6 216
Énergie Services	14 698	229	14 927	14 693	230	14 923
Élimination des transactions internes	9	(9 556)	(9 547)	15	(9 702)	(9 687)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	81 278	-	81 278	81 960	-	81 960
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	8 031	6	8 037	15 093	10	15 103
Élimination des transactions internes	(9)	(6)	(15)	(15)	(10)	(25)
TOTAL CHIFFRE D'AFFAIRES	89 300	-	89 300	97 038	-	97 038

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

EBITDA

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International ⁽¹⁾	3 871	4 304
Énergie Europe	3 415	4 180
Global Gaz & GNL	2 124	2 377
Infrastructures	3 370	3 049
Énergie Services	1 068	1 018
Autres ⁽¹⁾	(430)	(328)
TOTAL EBITDA (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	13 419	14 600
SUEZ Environnement ⁽²⁾	1 356	2 426
TOTAL EBITDA	14 775	17 026

(1) Données Energy International 2012 corrigées de frais Corporate précédemment alloués à Autres.

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

**RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (ROC)**

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International ⁽¹⁾	2 635	2 902
Énergie Europe	1 452	2 494
Global Gaz & GNL	940	1 119
Infrastructures	2 063	1 805
Énergie Services	705	660
Autres ⁽¹⁾	(554)	(581)
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	7 241	8 399
SUEZ Environnement ⁽²⁾	588	1 121
TOTAL RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520

(1) Données Energy International 2012 corrigées de frais Corporate précédemment alloués à Autres.

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International	(1 142)	(1 391)
Énergie Europe	(1 491)	(1 567)
Global Gaz & GNL	(931)	(1 202)
Infrastructures	(1 285)	(1 233)
Énergie Services	(321)	(335)
Autres	(110)	(111)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	(5 281)	(5 840)
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	(613)	(1 101)
TOTAL DOTATIONS AUX AMORTISSEMENTS	(5 895)	(6 941)

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Energy International	21 588	27 827
Énergie Europe	15 373	24 018
Global Gaz & GNL	4 569	4 967
Infrastructures	19 168	20 877
Énergie Services	3 534	3 141
Autres	3 561	973
<i>Dont valeur de mise en équivalence de SUEZ Environnement au 31 décembre 2013</i>	1 891	-
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	67 793	81 804
RÉCONCILIATION AVEC LES CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS AU 31 DÉCEMBRE 2012		
SUEZ Environnement ⁽²⁾		13 677
TOTAL CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS AU 31 DÉCEMBRE 2012		95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale au 31 décembre 2012.



INVESTISSEMENTS CORPORELS, INCORPORELS ET FINANCIERS (CAPEX)

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Energy International	2 178	12 947
Énergie Europe	1 584	2 408
Global Gaz & GNL	1 041	710
Infrastructures	1 959	1 752
Énergie Services	810	535
Autres	81	77
TOTAL INVESTISSEMENTS (HORS SUEZ ENVIRONNEMENT)	7 652	18 427
SUEZ Environnement ⁽¹⁾	677	1 495
TOTAL INVESTISSEMENTS	8 329	19 923

(1) Contribution de SUEZ Environnement en intégration globale jusqu'au 22 juillet 2013.

En 2012, la ligne Energy International comprenait le décaissement de 9 815 millions d'euros lié au rachat des participations ne donnant pas le contrôle d'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. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
France	34 969	35 914	30 342	33 990
Belgique	10 884	11 110	2 701	3 943
Autres Union européenne	24 436	28 978	12 591	27 537
Autres pays d'Europe	1 058	1 040	1 131	1 426
Amérique du Nord	4 638	5 469	5 479	9 118
Asie, Moyen-Orient et Océanie	8 372	8 633	7 772	9 155
Amérique du Sud	4 314	4 951	7 132	10 091
Afrique	627	941	645	219
TOTAL	89 300	97 038	67 793	95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

La baisse des capitaux engagés résulte principalement des variations de périmètre (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). Les principales zones géographiques concernées sont les suivantes :

- ▶ Autres Union européenne : suite à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (Agbar), à la cession de SPP en Slovaquie, de IP Maestratale en Italie et de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal ;

- ▶ Amérique du Nord : suite à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (United Water) et de la centrale d'Astoria Energy, Phase I, ainsi que la cession de la centrale de Red Hills ;

- ▶ Amérique du Sud : suite au classement d'Energia Sustentável do Brasil (Jirau) en tant qu'«Actifs destinés à être cédés».

La France est relativement peu impactée, la sortie des entités de SUEZ Environnement étant remplacée par la valeur de mise en équivalence qui a été, par convention, positionnée dans cette zone.

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. 2013	31 déc. 2012
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520
Dotations nettes aux amortissements et provisions	6 600	7 113
Paiements fondés sur des actions (IFRS 2) et autres	99	118
Charges nettes décaissées des concessions	247	275
EBITDA	14 775	17 026

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

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
(+) Immobilisations incorporelles et corporelles nettes	72 323	99 617
(+) Goodwills	20 697	30 035
(-) Goodwill issu de la fusion Gaz de France – SUEZ ⁽²⁾	(8 562)	(11 592)
(-) Goodwill International Power ⁽²⁾	(2 406)	(2 750)
(+) Créances IFRIC 4 et IFRIC 12	1 715	2 682
(+) Participations dans des entreprises associées	4 636	2 961
(+) Clients et autres débiteurs	21 318	25 034
(-) Appels de marge ^(2,3)	(992)	(800)
(+) Stocks	5 070	5 423
(+) Autres actifs courants et non courants	8 952	9 974
(+) Impôts différés	(9 130)	(10 472)
(+) Valeur comptable des entités classées en tant qu'«Actifs destinés à être cédés»	1 099	1 271
(-) Quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers ⁽⁴⁾	(392)	(1 271)
(-) Provisions	(16 179)	(17 552)
(+) <i>Pertes et gains actuariels en capitaux propres (nets d'impôts différés)</i> ⁽²⁾	962	1 316
(-) Fournisseurs et autres créanciers	(16 599)	(19 481)
(+) <i>Appels de marge</i> ^(2,3)	243	302
(-) Autres passifs	(14 961)	(19 219)
CAPITAUX ENGAGÉS INDUSTRIELS	67 793	95 480

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Ces éléments sont retraités des rubriques de l'état de situation financière pour le calcul des capitaux engagés industriels.

(3) 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.

(4) Les opérations concernées sont détaillées dans la Note 2.3 «Actifs destinés à être cédés». La définition des capitaux engagés industriels comprend la valeur comptable de la quote-part de capitaux propres qui sera conservée par le Groupe postérieurement à l'opération. En revanche, la quote-part destinée à être cédée dans le cadre d'une transaction avec un tiers est exclue.



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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Investissements corporels et incorporels	7 529	9 177
Prise de contrôle sur des filiales nette de la trésorerie et équivalents de trésorerie acquis	363	103
(+) <i> Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis</i>	52	60
Acquisitions de participations dans les entreprises associées et coentreprises	166	306
(+) <i> Trésorerie et équivalents de trésorerie acquis</i>	-	12
Acquisitions de titres disponibles à la vente	143	142
Variation des prêts et créances émis par l'entreprise et autres	6	21
(+) <i> Autres</i>	(1)	1
Changements de parts d'intérêts dans les entités contrôlées	71	10 125
(+) <i> Paiements reçus au titre de cessions de participations ne donnant pas le contrôle</i>	-	(24)
TOTAL INVESTISSEMENTS	8 329	19 923

NOTE 4 ÉLÉMENTS DU RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT

Pour rappel, la contribution de SUEZ Environnement est présentée dans la Note 2.1 «Perte de Contrôle de SUEZ Environnement».

4.1 Chiffre d'affaires

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

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Ventes d'énergies	64 485	65 241
Prestations de services	23 543	29 750
Produits de location et contrats de construction	1 272	2 047
CHIFFRE D'AFFAIRES	89 300	97 038

En 2013, les produits de location et les produits des contrats de construction représentent respectivement 918 millions d'euros et 354 millions d'euros (contre 1 128 millions d'euros et 919 millions d'euros en 2012).

4.2 Charges de personnel

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Avantages à court terme	(11 107)	(12 627)
Paiements fondés sur des actions (cf. Note 24)	(93)	(114)
Charges liées aux plans à prestations définies (cf. Note 19.3.4)	(381)	(340)
Charges liées aux plans à cotisations définies (cf. Note 19.4)	(123)	(153)
CHARGES DE PERSONNEL	(11 704)	(13 234)

4.3 Amortissements, dépréciations et provisions

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Dotations aux amortissements (cf. Notes 11 et 12)	(5 895)	(6 941)
Variation nette des dépréciations sur stocks, créances commerciales et autres actifs	(298)	(194)
Variation nette des provisions (cf. Note 18)	(408)	22
AMORTISSEMENTS, DÉPRÉCIATIONS ET PROVISIONS	(6 600)	(7 113)

Les amortissements se répartissent notamment en 973 millions d'euros pour les immobilisations incorporelles et 4 940 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 RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
RÉSULTAT OPÉRATIONNEL COURANT	7 828	9 520
MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel	(226)	109
Pertes de valeur	(14 943)	(2 474)
Restructurations	(305)	(342)
Effets de périmètre	406	155
Autres éléments non récurrents	545	165
RÉSULTAT DES ACTIVITÉS OPÉRATIONNELLES	(6 695)	7 133

5.1 MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel

Cette rubrique présente une charge nette de 226 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre un produit net de 109 millions d'euros au 31 décembre 2012 et résulte essentiellement des éléments suivants :

- ▶ l'évolution de la juste valeur (i) des contrats d'achats et de vente d'électricité et de gaz naturel entrant dans le champ d'application d'IAS 39 et (ii) des instruments financiers de couvertures économiques non éligibles à la comptabilité de couverture se traduit

par une charge nette de 228 millions d'euros (contre un produit net de 138 millions d'euros au 31 décembre 2012). Cette charge résulte principalement d'un effet prix négatif lié aux variations sur la période des prix à terme des matières premières sous-jacentes. Elle comprend également un effet négatif lié au débouclage des positions dont la valeur de marché était positive au 31 décembre 2012 ;

- ▶ le résultat relatif à la part inefficace des couvertures de flux de trésorerie représente un produit de 2 millions d'euros (contre une charge de 29 millions d'euros au 31 décembre 2012).



5.2 Pertes de valeur

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Pertes de valeur :		
Goodwills	(5 775)	(294)
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	(9 103)	(1 899)
Actifs financiers	(88)	(212)
Participations dans les entreprises associées	-	(144)
TOTAL DES PERTES DE VALEUR D'ACTIFS	(14 966)	(2 549)
Reprises de pertes de valeur :		
Immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	12	67
Actifs financiers	11	8
TOTAL DES REPRISES DE PERTES DE VALEUR	23	75
TOTAL	(14 943)	(2 474)

Les pertes de valeur de 14 943 millions d'euros se répartissent essentiellement entre les branches GDF SUEZ Énergie Europe (10 108 millions d'euros) et GDF SUEZ Infrastructures (3 146 millions d'euros).

Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeur imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe 2013 s'élève à 12 821 millions d'euros.



Au 31 décembre 2013, les pertes de valeur comptabilisées sur les *goodwills*, les immobilisations corporelles et les immobilisations incorporelles se détaillent comme suit :

En millions d'euros	Localisation	Pertes de valeur sur <i>goodwills</i>	Pertes de valeur sur immobilisations corporelles et autres immobilisations incorporelles	Total des pertes de valeur	Méthode de valorisation	Taux d'actualisation
UGT goodwill Énergie - Central Western Europe						
		(3 862)	(4 219)	(8 081)	Valeur d'utilité - DCF	6,5-9,0%
dont pertes de valeur sur le parc de centrales thermiques :						
			(3 765)			
<i>dont</i>	Allemagne		(1 252)		Valeur d'utilité - DCF	6,6%-8,6%
<i>dont</i>	Pays-Bas		(1 171)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%-8,6%
<i>dont</i>	Belgique/ Luxembourg		(887)		Valeur d'utilité - DCF	8,6%
<i>dont</i>	France		(455)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%-8,1%
dont pertes de valeur sur autres actifs corporels et incorporels						
			(454)			
UGT goodwill Stockage						
		(1 250)	(1 896)	(3 146)	Valeur d'utilité - DCF	5,2-9,2%
dont pertes de valeur sur les sites de stockage de gaz en Europe :						
			(1 896)			
<i>dont</i>	France		(1 083)		Valeur d'utilité - DCF	6,5%
<i>dont</i>	Allemagne		(415)		Valeur d'utilité - DCF	5,2%-9,2%
<i>dont</i>	Royaume-Uni		(398)		Valeur d'utilité - DCF	8,5%
UGT goodwill Énergie - Europe du Sud						
		(252)	(1 195)	(1 447)	Valeur d'utilité - DCF	6,8-13,0%
dont pertes de valeur sur des actifs de production thermique						
	Italie		(1 013)		Valeur d'utilité - DCF	7,5%
dont pertes de valeur sur le portefeuille clients						
	Italie		(144)		Valeur d'utilité - DCF	9,0%
dont autres actifs thermiques						
	Grèce		(38)		Valeur d'utilité - DCF	11,9%
UGT goodwill Énergie - Europe de l'Est						
		(264)	(178)	(442)	Valeur d'utilité - DCF	8,5-12,3%
dont autres actifs thermiques						
			(123)		Valeur d'utilité - DCF	11,3%
dont autres						
			(55)			
UGT goodwill Énergie - Espagne						
		(60)	(78)	(138)	Valeur d'utilité - DCF	6,8-8,4%
dont pertes de valeur sur une centrale thermique						
			(78)		Valeur d'utilité - DCF	7,8%
Autres pertes de valeur en Europe						
			(459)	(459)		
dont pertes de valeur sur des centrales thermiques						
	Royaume-Uni		(459)		Valeur d'utilité - DCF	8,2%-8,7%
TOTAL DES PERTES DE VALEUR LIÉES AUX ACTIVITÉS DU GROUPE EN EUROPE						
		(5 688)	(8 025)	(13 713)		
Autres pertes de valeur						
		(87)	(1 079)	(1 166)		
Terminal méthanier flottant de regazéification						
	États-Unis		(263)		Juste valeur	
Autres						
		(87)	(816)			
TOTAL GROUPE GDF SUEZ						
		(5 775)	(9 103)	(14 878)		



En Europe, le Groupe est confronté à un environnement économique difficile qui affecte durablement la rentabilité de ses activités de production électrique ainsi que ses activités de stockage souterrain de gaz naturel.

En 2013, les fondamentaux des marchés sur lesquels le Groupe opère se sont encore tendus avec notamment de nouvelles contractions de la demande, en gaz comme en électricité, la mise en service de nouvelles capacités en énergies renouvelables, générant ainsi de nouvelles surcapacités et induisant de nouvelles baisses des heures de fonctionnement des centrales électriques thermiques et des prix de l'électricité en base qui restent très bas.

Dans ce contexte déprimé, les centrales à gaz sont les actifs électriques les plus pénalisés : leurs taux d'utilisation continuent ainsi de diminuer sous l'effet combiné de la stagnation de la demande, l'essor de la production d'origine renouvelable et la concurrence actuelle des centrales à charbon. Les taux d'utilisation des centrales à cycle combiné gaz (CCGT) françaises sont de l'ordre de 15% en 2013 alors qu'ils affichaient des taux historiques de près de 50%. Ce phénomène de déclassement des centrales à gaz est constaté dans tous les pays européens dans lesquels le Groupe opère.

Par ailleurs, les marges des activités de commercialisation et de *midstreamer* gazier sont affectées par les pressions concurrentielles liées à l'augmentation de l'offre gazière et à la demande d'offres indexées sur les prix de marché du gaz.

Les activités de commercialisation de capacités de stockage souterrain de gaz naturel pâtissent également des tensions sur les fondamentaux de marché décrites ci-avant. A l'été 2013, le prix de marché forward des spreads saisonniers TTF du gaz naturel a une nouvelle fois décroché pour se situer autour des 1 € du MWh, soit un des plus bas niveaux historiques.

Cette contraction des *spreads* saisonniers a des incidences non seulement sur les prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités, dont le prix est étroitement lié au *spread* saisonnier, mais également sur les volumes des ventes en France. Le volume des capacités invendues a ainsi atteint 18,3 TWh en 2013 (contre 12 TWh en 2011 et 2012), ce qui représente 17% du total des capacités commercialisables en France.

Prenant acte, fin 2013, de cet environnement de marché en Europe, et n'identifiant aucun signe à court et moyen terme de redressement, le Groupe a adopté en décembre 2013 un nouveau scénario de Référence pour la période 2014-2035. La vision exprimée par le Groupe dans ce scénario conduit à ce que les centrales thermiques soient de plus en plus utilisées pour couvrir les besoins de capacité et assurer la sécurité d'approvisionnement du système électrique en ajustant l'offre à la demande pendant les périodes de moindre production des énergies renouvelables, dont la production est par nature intermittente.

Les tests de perte de valeur annuels 2013 des UGT européennes tirent les conséquences de ces évolutions structurelles et de la baisse durable des prix de l'électricité et des *spreads* saisonniers du gaz naturel.

Des pertes de valeurs pour un total de 13 713 millions d'euros (dont 5 688 millions d'euros ont été imputés sur des *goodwills*, 5 476 millions d'euros sur des actifs thermiques, et 2 549 millions d'euros sur d'autres actifs incorporels et corporels) ont ainsi été comptabilisées sur les activités européennes du Groupe.

5.2.1 Informations complémentaires sur les pertes de valeurs comptabilisées en 2013

Les projections de prix utilisées pour déterminer les valeurs d'utilité des UGT sont issues du scénario de référence du Groupe relative à la période 2014-2035. Ce corpus de projections constituant le scénario de référence a été approuvé en décembre 2013 par le Comité de Direction du Groupe. Les projections et trajectoires comprises dans ce scénario de référence ont été déterminées de la façon suivante :

- ▶ les projections sur la période 2014-2016 ont été établies à partir des prix de marché («prix *forward*») des combustibles, du CO₂ et de l'électricité sur l'horizon liquide ;
- ▶ au-delà de cette période, les prix à moyen et long terme des énergies ont été déterminés par le Groupe sur la base d'hypothèses macroéconomiques et de modèles fondamentaux d'équilibre entre l'offre et la demande, dont les résultats sont régulièrement comparés à ceux des organismes de prévisions dans le domaine de l'énergie. S'agissant plus particulièrement des prix à moyen et long terme de l'électricité, ceux-ci ont été déterminés par le Groupe en s'appuyant sur des modèles de prévision de la demande d'électricité, les prévisions à moyen et long terme du prix des combustibles et du CO₂, ainsi que sur l'évolution attendue des capacités installées et du mix par technologie du parc de production au sein du système électrique.

5.2.2 UGT Énergie – Central Western Europe

L'UGT Central Western Europe regroupe les activités d'approvisionnement, de négoce et commercialisation de gaz naturel, de production d'électricité et de vente d'énergie en France, en Belgique, aux Pays-Bas, au Luxembourg et en Allemagne. Le parc de production électrique de 23 866 MW en quote part Groupe comprend notamment des capacités nucléaires de 4 134 MW en Belgique, 1 209 MW de droits de tirage sur des centrales nucléaires en France, 2 330 MW de centrales hydroélectriques en France et 11 300 MW de centrales thermiques. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT est de 12 336 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

La valeur d'utilité de l'UGT CWE a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de six ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Les projections de flux de trésorerie au-delà du plan d'affaires à moyen termes des principales activités contributrices ont été déterminées de la façon suivante :

Activités	Hypothèses au-delà du plan d'affaires
Production d'électricité d'origine thermique (centrales à gaz et charbon) et éolienne	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité des actifs et des contrats sous-jacents.
Production d'électricité d'origine nucléaire Belgique	Projection des flux de trésorerie sur la durée d'utilité de Tihange 1 (50 ans) et sur leur durée de vie technique de 60 ans pour les réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3.
Droits de tirage sur les centrales de Chooz B et Tricastin	Projection des flux de trésorerie sur la durée résiduelle des contrats puis hypothèse de prolongation de 10 ans des droits de tirage.
Production hydroélectrique en France	Projection des flux de trésorerie sur la durée des concessions puis hypothèse de renouvellement des concessions.
Approvisionnement et négoce de gaz naturel, activités de commercialisation	Projection des flux de trésorerie sur un horizon de temps permettant de converger vers les niveaux et prix d'équilibre long terme attendus, puis application d'une valeur de sortie sur le flux de trésorerie normatif avec un taux de croissance long terme de 1,9%.

Les taux d'actualisation appliqués à ces prévisions de flux de trésorerie sont compris entre 6,5% et 9% et diffèrent en fonction du profil de risque attribué à chaque activité.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

Les prévisions concernant l'évolution du cadre réglementaire, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent des hypothèses clés.

En ce qui concerne les hypothèses sur le cadre réglementaire en Belgique, le Conseil des ministres a annoncé, en juillet 2012 et juillet 2013, un ensemble de décisions relatives au marché de l'électricité.

Dans ce cadre, le gouvernement a confirmé en décembre 2013 le calendrier suivant sur la sortie progressive de l'énergie nucléaire :

- ▶ la fermeture des réacteurs de Doel 1 et Doel 2 est maintenue à l'issue des 40 années d'exploitation, soit le 15 février 2015 et le 1^{er} décembre 2015 respectivement ;
- ▶ la durée d'exploitation de Tihange 1 est prolongée de 10 ans jusqu'au 1^{er} octobre 2025. En contrepartie, l'État belge percevra une redevance correspondant à 70% de la différence positive entre le produit de la vente de l'électricité et le coût de revient de la centrale majoré de la rémunération des investissements nécessaires à la prolongation de la durée de vie de cette unité ; cette redevance se substituera à la contribution nucléaire forfaitaire applicable à Tihange 1 ;
- ▶ les réacteurs de Doel 3, Tihange 2, Tihange 3/Doel 4 fermeront respectivement en 2022, 2023 et 2025, à l'issue de leur 40^e année d'exploitation.

Compte tenu de la prolongation de Tihange 1, de la part importante de la production nucléaire dans le mix énergétique belge, et de l'absence de plan industriel suffisamment détaillé et attractif pour inciter les acteurs de l'énergie à investir dans des capacités thermiques de substitution, le Groupe considère, tout comme en 2012, qu'une production d'origine nucléaire demeurera nécessaire pour assurer l'équilibre énergétique de la Belgique au-delà de l'horizon de 2025. Le calcul de la valeur d'utilité tient donc compte d'une hypothèse de prolongation de 20 ans de la durée d'exploitation des réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3. En contrepartie, le calcul de la valeur d'utilité des réacteurs ainsi prolongés tient compte d'une hypothèse de partage de valeur avec l'État belge.

En France, le Groupe a tenu compte d'une hypothèse de prolongation de 10 années de ses contrats de droits de tirage sur les centrales nucléaires de Tricastin et Chooz B qui arrivent à échéance respectivement en 2031 et 2047. Bien qu'aucune décision d'extension de ces réacteurs n'ait été prise par l'État et l'Autorité de la Sûreté Nucléaire, le Groupe considère, en cohérence avec son scénario de référence sur l'évolution du mix énergétique français, qu'une extension de la durée d'exploitation de ces réacteurs constitue à ce jour le scénario le plus crédible et le plus probable.

Par ailleurs, le niveau de marge normatif associé aux activités de gestion des contrats d'approvisionnement et de négoce de gaz naturel, en recul par rapport aux hypothèses 2012 sous l'effet d'une dégradation des conditions de marché, constitue la meilleure estimation des perspectives de rentabilité de ces activités à moyen et long terme.

Enfin, le Groupe a considéré une hypothèse de renouvellement de certaines de ses concessions hydroélectriques, notamment celle de la Compagnie Nationale du Rhône à l'issue du contrat de concession qui expire en 2023.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* CWE s'élève à 18 953 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Au sein de l'UGT *goodwill* CWE, le test de perte de valeur réalisé sur l'UGT Actifs regroupant les centrales thermiques de la zone Central Western Europe a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur de 3 765 millions d'euros sur les actifs corporels composant cette UGT, ceux-ci étant particulièrement affectés par l'évolution des conditions de marché décrites ci-avant. La valeur d'utilité de cette UGT a été déterminée à partir des projections de flux de trésorerie générées par les centrales concernées sur leurs durées d'utilité propres. Les flux de trésorerie sont identiques à ceux utilisés dans le test de perte de valeur de l'UGT *goodwill*. Les taux d'actualisation utilisés sont compris entre 6,6% et 8,6%.

Des tests de perte de valeur ont par ailleurs été réalisés sur d'autres actifs ou activités de CWE confrontés à des contextes particuliers, notamment des actifs en cours de cession présentant des valorisations inférieures à leurs valeurs comptables. Des pertes de valeur de 454 millions d'euros ont ainsi été comptabilisées à ce titre sur les actifs incorporels et corporels concernés.



A l'issue de ces tests sur l'UGT centrales thermiques CWE et sur d'autres UGT actifs, le test réalisé au niveau de l'UGT *goodwill* CWE conduit à constater une perte de valeur de 3 862 millions sur le *goodwill*.

Au total, les pertes de valeur comptabilisées sur l'UGT *goodwill* CWE s'élèvent à 8 081 millions d'euros. Compte tenu des effets impôts différés et de la part des pertes de valeurs imputables aux participations ne donnant pas le contrôle, l'impact de ces pertes de valeur sur le résultat net part du Groupe s'élève à 7 050 millions d'euros.

Analyses de sensibilité

Une diminution du prix de l'électricité de 1 €/MWh sur les productions électriques d'origine nucléaire et hydroélectrique se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 405 millions d'euros. Inversement, une augmentation du prix de l'électricité de 1 €/MWh réduirait la perte de valeur de 405 millions d'euros.

Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 93 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les centrales thermiques réduirait la perte de valeur de 93 millions d'euros.

Une diminution de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 173 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge des activités de commercialisation de gaz et d'électricité réduirait la perte de valeur de 173 millions d'euros.

Une augmentation des taux d'actualisation de 0,5% conduirait à constater une perte de valeur complémentaire de 1 300 millions d'euros. Inversement, une diminution des taux d'actualisation de 0,5% se traduirait par une diminution de la perte de valeur de 1 450 millions d'euros.

Différentes configurations transformantes ont été examinées concernant la production d'origine nucléaire en Belgique après 2025 :

- ▶ en cas de 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, un complément de perte de valeur de 2 100 millions d'euros devrait être comptabilisé ;
- ▶ la disparition de toute composante nucléaire dans le portefeuille à l'issue des 50 années d'exploitation de Tihange 1 et des 40 années d'exploitation des autres unités du parc actuel se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 5 000 millions d'euros ;
- ▶ un scénario d'extension de 20 ans suivi du renouvellement d'une capacité nucléaire équivalente à celles des quatre réacteurs de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 réduirait le montant de la perte de valeur de 850 millions d'euros.

En France, l'absence de prolongation de 10 ans des droits de tirage sur les centrales nucléaires de Chooz B et Tricastin augmenterait la perte de valeur de 384 millions d'euros.

En ce qui concerne les centrales nucléaires belges et les concessions hydroélectriques françaises, les flux de trésorerie relatifs aux périodes couvertes par le renouvellement des concessions hydroélectriques et l'extension de 20 ans des centrales de Doel 3, Doel 4, Tihange 2 et Tihange 3 comprennent un certain nombre d'hypothèses concernant les conditions économiques et réglementaires liées à l'exploitation de ces actifs (taux de redevance, niveaux d'investissements à réaliser...) durant cette période. La modification de l'un ou plusieurs de ces paramètres pourrait conduire à ajuster de manière significative le montant des pertes de valeur comptabilisées.

5.2.3 UGT Stockage

L'UGT Stockage (branche GDF SUEZ Infrastructures) regroupe les entités qui détiennent, exploitent et commercialisent des capacités de stockage souterrain de gaz naturel en France, en Allemagne et au Royaume-Uni. L'UGT comprend 21 sites de stockages souterrains représentant une capacité de stockage totale de 12,5 Gm³. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 1 794 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période de six ans.

Pour les activités de stockage en Allemagne et en France, les flux ont été projetés jusqu'en 2022, date à laquelle le Groupe estime que les *spreads* saisonniers auront atteint leur prix d'équilibre à long terme. Une valeur terminale a été déterminée en 2023 en appliquant au flux de trésorerie normatif de l'année 2022 un taux de croissance correspondant au taux d'inflation long terme attendu sur la zone euro.

Au Royaume-Uni, les flux ont été projetés sur la durée contractuelle d'exploitation du site jusqu'en 2037.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections de flux de trésorerie, qui diffèrent en fonction du profil de risque des activités de stockage (cadre réglementaire imposant des obligations de stockage en France, capacités vendues dans le cadre de contrats pluriannuels, capacités entièrement soumises au risque de marché), s'élèvent à 6,5% pour la France, 8,5% pour le Royaume-Uni et sont compris entre 5,2% et 9,2% pour les stockages allemands.

Présentation des hypothèses clés du test de perte de valeur

En ce qui concerne les activités de stockage en France et en Allemagne, les prévisions de ventes de capacités dépendent de l'évolution des conditions de marché, et plus particulièrement du niveau des *spreads* saisonniers du gaz naturel, ainsi que, pour la France, de l'évolution des hypothèses réglementaires concernant les obligations de stockage fixées par les pouvoirs publics aux fournisseurs de gaz naturel.

Une modification des *spreads* saisonniers affecterait le niveau de chiffre d'affaires via l'incidence du *spread* (i) sur le prix de vente de certains contrats de commercialisation de capacités qui sont fortement corrélés à cet indicateur, et (ii) sur les volumes des ventes globaux.

Les prévisions des *spreads* saisonniers du gaz naturel ont été élaborées à partir :

- ▶ des prix de marché du gaz TTF sur l'horizon liquide («prix *forward*» jusqu'en 2016) ;
- ▶ au-delà de cet horizon liquide, les prix du gaz utilisés pour déterminer les *spreads* saisonniers sur la période 2017-2022 ont été estimés à partir d'outils de modélisation interne qui déterminent les prix du gaz attendus à partir de nombreux paramètres tels que les hypothèses macroéconomiques, l'évolution de la demande de gaz en Europe et dans le monde, l'évolution de l'offre de gaz et des coûts marginaux de production du gaz dans les différents pays producteurs, ainsi que les hypothèses concernant le développement des infrastructures gazières (terminaux méthaniers, capacités de transport, sites de stockage).

En France, le dispositif réglementaire encadrant l'accès aux capacités de stockage souterrain de gaz naturel, dit «accès des tiers aux stockages» (ATS), impose aux fournisseurs de gaz naturel de disposer de stocks suffisants de gaz naturel afin de garantir la sécurité d'approvisionnement de certaines catégories de clients finaux. Cette obligation imposait jusqu'ici aux fournisseurs de disposer au 1^{er} novembre d'un volume minimum de gaz en stock défini en fonction des droits de stockage attachés à leur portefeuille de clients domestiques et clients assurant des missions d'intérêt général.

Afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, les pouvoirs publics ont souhaité faire évoluer ces obligations de stockage et ont décidé (i) d'introduire, en plus des obligations en volume, des obligations en débit destinées à couvrir la demande en cas de pointe de froid et (ii) d'étendre le périmètre des clients couverts par des obligations de stockage. Dans son projet de décret, le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a pris des mesures provisoires en ce sens pour l'hiver 2014-2015 en étendant les obligations en volume et en pointe. En revanche, les éventuelles modifications structurelles du cadre réglementaire ATS à compter de l'hiver 2015/2016 ne sont pas encore connues à ce stade et ne seront définies qu'à l'issue du processus de concertation que viennent de lancer les pouvoirs publics. Dans ce contexte, le Groupe a considéré, sur la base des mesures prises dans le projet de décret, que les obligations de stockage en France, tous acteurs de stockage confondus, devraient couvrir 82 TWh en volume et 1 700 GWh/j en débit de soutirage. En conséquence, le Groupe a intégré dans ses projections de flux de trésorerie les augmentations de volumes vendus dans les droits résultant de l'évolution attendue du cadre réglementaire ATS.

Au Royaume-Uni, compte tenu des caractéristiques du site de Stublach (stockage salin ultra-rapide à l'injection et au soutirage), les prévisions de vente de capacités dépendent essentiellement des hypothèses de volatilité des prix du gaz sur le marché britannique sur la période concernée. Les niveaux de volatilité futurs des prix du gaz étant difficilement prédictibles, les hypothèses de volatilité de long terme sont assises sur une reconnexion vers des niveaux historiques.

Résultats du test de perte de valeur

La valeur recouvrable de l'UGT Stockage s'élève à 1 890 millions d'euros au 31 décembre 2013. Cette valeur étant inférieure aux valeurs comptables testées, le Groupe a comptabilisé une perte de valeur totale de 3 146 millions d'euros dont 1 250 millions d'euros de dépréciation de *goodwill* et 1 896 millions d'euros de dépréciations d'actifs corporels et incorporels. Après prise en compte des produits d'impôts de 485 millions d'euros liés aux dépréciations des actifs corporels et incorporels, l'impact résultant de ces pertes de valeur s'élève à 2 661 millions d'euros.

Cette perte de valeur s'explique par la dégradation durable de la rentabilité des activités de stockage sur le marché européen. Les nouvelles baisses des prix de marché relatifs aux *spreads* saisonniers du gaz naturel constatées au second semestre 2013 sur la période 2014-2016, la nouvelle augmentation des invendus constatés lors de la campagne de commercialisation de 2013 en France, et la détérioration des fondamentaux du marché de stockage (atonie de la demande de gaz, augmentation des offres de flexibilité gaz concurrentes, surcapacités de stockage en Europe continentale) ont conduit le Groupe à considérer que les *spreads* saisonniers ne reviendraient pas aux niveaux antérieurement connus dans son plan d'affaires à moyen terme 2014-2019 et dans ses projections de flux de trésorerie au-delà de 2019.

Analyses de sensibilité

En cas de diminution de 5% du chiffre d'affaires du métier stockage en France et en Allemagne sur la période 2014-2022 et sur le flux normatif retenu dans la valeur terminale, le risque de dépréciation complémentaire s'élèverait à environ 450 millions d'euros au 31 décembre 2013, en supposant inchangées les autres hypothèses du test de perte de valeur. Inversement, une augmentation de 5% des ventes de stockage se traduirait par une diminution de 450 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

En France, une hypothèse de diminution de 10 TWh des ventes au titre des obligations de stockage par rapport au scénario retenu dans les projections du Groupe se traduirait par une perte complémentaire de 877 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 10 TWh se traduirait par une diminution de 608 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

Une augmentation de 0,5% des taux d'actualisation utilisés conduirait à constater une perte de valeur complémentaire de 468 millions d'euros. Une diminution des taux d'actualisation de 0,5% se traduirait par une diminution de 658 millions d'euros du montant de la perte de valeur.

5.2.4 UGT Énergie – Europe du Sud

L'UGT Énergie – Europe du Sud regroupe les activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité en Italie et en Grèce. Cette UGT comprend des capacités de production installées de 4 680 MW en quote part Groupe, dont environ 4 500 MW concernent des actifs de production thermique.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie – Europe du Sud a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration puis en projetant les flux de trésorerie au-delà de cette période de 6 ans sur la base du scénario de référence arrêté par le Groupe.

Concernant les actifs de production électriques, les flux de trésorerie ont été projetés sur la durée d'utilité des actifs et contrats sous-jacents. La valeur terminale des activités de commercialisation a été déterminée en appliquant un taux de croissance de 1,9% au flux de trésorerie normatif de l'année 2019.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 6,8% et 13%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production et de commercialisation.

Les hypothèses concernant l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur

La dégradation significative des conditions de marché, caractérisée par une réduction sensible de la demande captée par les actifs thermiques du Groupe, par une baisse marquée des *clean spark spreads*, et par une forte diminution de la rentabilité des activités de commercialisation, a conduit le Groupe à comptabiliser une perte de valeur totale de 1 447 millions d'euros sur l'UGT Énergie – Europe du Sud.



Cette perte de valeur de 1 447 millions d'euros comprend essentiellement :

- ▶ des pertes de valeur de 1 013 millions sur des actifs incorporels et corporels correspondant aux actifs de production thermique gérés par la filiale GDF SUEZ Energia Italia ;
- ▶ des pertes de valeur de 144 millions d'euros relatives aux activités de commercialisation d'électricité et de gaz en Italie. Les difficultés rencontrées par ces activités ont conduit le Groupe à déprécier l'intégralité de ses actifs incorporels et corporels.
- ▶ des pertes de valeur de 252 millions d'euros correspondant à la dépréciation de l'intégralité du *goodwill* résiduel de l'UGT *goodwill* Europe du Sud.

Analyses de sensibilité

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire de 47 millions d'euros sur les actifs corporels et incorporels correspondant aux actifs de production thermique gérés par GDF SUEZ Energia Italia.

Une diminution de 5% de la marge captée par les actifs de production thermique se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 78 millions d'euros. Inversement, une augmentation de 5% de la marge captée par les actifs de production thermique réduirait la perte de valeur de 78 millions d'euros.

5.2.5 UGT Énergie – Europe de l'Est

L'UGT Énergie – Europe de l'Est regroupe les activités de production, de commercialisation et de distribution de gaz et d'électricité en Pologne, en Roumanie et en Hongrie. Cette UGT comprend près de 3 000 MW de capacités de production installées en quote part Groupe, dont environ 2 800 MW concernent des actifs de production thermique. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 340 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie – Europe de l'Est a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en extrapolant les flux de trésorerie au-delà de cette période.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 8,5% et 12,3%, en fonction du profil de risque attribué à chaque type d'actif de production, de commercialisation et de distribution.

Les hypothèses concernant l'évolution de la demande d'électricité et de gaz ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

La valeur recouvrable de l'UGT *goodwill* Énergie Europe de l'Est s'élève à 942 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Cette valeur étant inférieure aux valeurs comptables testées, le Groupe a notamment comptabilisé au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 264 millions d'euros sur le *goodwill* de l'UGT ainsi qu'une perte de valeur de 123 millions d'euros sur les actifs corporels d'une centrale thermique.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire de 94 millions d'euros. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales

thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 60 millions d'euros.

5.2.6 UGT Énergie – Espagne

L'UGT Énergie – Espagne regroupe l'ensemble des activités de production et de commercialisation de gaz et d'électricité du Groupe en Espagne. Cette UGT comprend des actifs de production thermique représentant 2 000 MW de capacités de production installées en quote part Groupe. Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élevait à 60 millions d'euros préalablement à la réalisation du test de perte de valeur annuel 2013.

La valeur d'utilité de l'UGT Énergie – Espagne a été calculée sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration. Une valeur terminale a été déterminée en projetant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 6,8% et 8,4%.

Les hypothèses concernant les incidences de la réforme du marché de l'énergie en cours en Espagne, l'évolution de la demande d'électricité et de gaz, ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles, du CO₂ et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.

Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

Les difficultés rencontrées par les actifs thermiques et par le marché électrique espagnol ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 60 millions d'euros portant sur l'intégralité du *goodwill* de l'UGT, ainsi qu'une perte de valeur de 78 millions d'euros sur les actifs corporels d'une centrale thermique.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser une perte de valeur complémentaire sur les actifs corporels de l'UGT de 18 millions d'euros. Une diminution de 5% de la marge captée par les centrales thermiques se traduirait par une perte de valeur complémentaire de 9 millions d'euros sur les actifs corporels de l'UGT.

5.2.7 Centrales thermiques au Royaume-Uni

Le Groupe détient au Royaume-Uni environ 2 900 MW en quote part Groupe de capacités de production installées relatives à des actifs de production thermique.

La valeur d'utilité des actifs de production thermique au Royaume-Uni a été calculée individuellement pour chaque actif, sur la base des projections de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe et le Conseil d'Administration, et au-delà de cette période, en extrapolant les flux de trésorerie jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des actifs concernés.

Les taux d'actualisation appliqués à ces projections sont compris entre 8,2% et 8,7%.

Les hypothèses concernant les modalités et incidences de la mise en place d'un marché de capacité, l'évolution de la demande d'électricité, les besoins de nouvelles capacités de base et semi-base, ainsi que les prévisions concernant l'évolution post-horizon liquide du prix des combustibles et de l'électricité constituent des hypothèses clés du test de perte de valeur.



Résultats du test de perte de valeur et analyses de sensibilité

Les difficultés affectant les centrales thermiques, et en particulier la baisse des *clean spark spreads*, ont conduit le Groupe à comptabiliser au 31 décembre 2013 des pertes de valeur d'un montant total de 459 millions d'euros portant sur certaines centrales thermiques.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation conduirait à comptabiliser des pertes de valeur complémentaires d'un montant total de 11 millions d'euros sur ces actifs de production thermiques. Une diminution de 5% de marge captée par les centrales thermiques se traduirait par des pertes de valeur complémentaires sur ces mêmes actifs d'un montant total de 31 millions d'euros.

5.2.8 Autres pertes de valeur

Compte tenu des changements induits par le développement du gaz de schiste sur les besoins et l'approvisionnement en gaz du nord-est des États-Unis, le Groupe a demandé la suspension de la licence d'exploitation de son terminal méthanier flottant de regazéification Neptune pour une durée de cinq années. Cette demande a été approuvée par la «US Maritime Administration» au cours de l'année 2013. Dans ce contexte, le Groupe a décidé de comptabiliser au 31 décembre 2013 une perte de valeur de 263 millions d'euros sur l'intégralité de la valeur comptable de ce terminal méthanier.

5.2.9 Pertes de valeur comptabilisées en 2012

Au 31 décembre 2012, le Groupe avait comptabilisé des pertes de valeur pour un montant total de 2 474 millions d'euros. Ces pertes portaient notamment sur le *goodwill* alloué sur la participation dans SPP classée en tant qu'«Actifs destinés à être cédés» (176 millions d'euros) et sur le parc de production d'électricité en Europe (1 268 millions d'euros).

5.3 Restructurations

Les restructurations, d'un montant total de 305 millions d'euros au 31 décembre 2013, comprennent des coûts d'adaptation au contexte économique, dont 173 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Europe et 57 millions d'euros chez GDF SUEZ Énergie Services.

Au 31 décembre 2012, les restructurations comprenaient chez GDF SUEZ Énergie 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 Europe, ainsi que les

coûts engendrés par l'arrêt définitif de l'activité de Photovoltaech. Chez SUEZ Environnement (78 millions d'euros), ce poste enregistrait principalement les coûts liés aux plans de restructuration décidés par Agbar dans ses activités espagnoles et par Degrémont, ainsi que les coûts des plans d'adaptation liés au ralentissement de l'activité sur le segment Déchets Europe. Les restructurations intégraient également des coûts d'adaptation au contexte économique chez GDF SUEZ Énergie Services (53 millions d'euros).

5.4 Effets de périmètre

Au 31 décembre 2013, ce poste comprend pour 448 millions d'euros le gain net de réévaluation relatif à la participation détenue par le Groupe dans SUEZ Environnement Company, consécutif à la fin du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company le 22 juillet 2013 et à la perte de contrôle en résultant pour le Groupe (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).

Les autres éléments considérés individuellement ne sont pas significatifs.

Au 31 décembre 2012, ce poste comprenait essentiellement 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).

5.5 Autres éléments non récurrents

Au 31 décembre 2013, ce poste comprend l'effet de la diminution de la provision pour gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire, pour un montant de 499 millions d'euros (cf. Note 18.2 «Obligations relatives aux installations de production nucléaire»). Ce poste inclut également la plus-value de 73 millions d'euros réalisée sur la cession des titres disponibles à la vente Medgaz, dont 75 millions d'euros au titre du recyclage en résultat des variations de juste valeur comptabilisé en «Autres éléments du résultat global» (cf. Note 15.1.1 «Titres disponibles à la vente»).

Au 31 décembre 2012, ce poste comprenait notamment un produit de 233 millions d'euros correspondant 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. Les autres éléments considérés individuellement n'étaient pas significatifs.

NOTE 6 RÉSULTAT FINANCIER

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012 ⁽¹⁾		
	Charges	Produits	Total	Charges	Produits	Total
Coût de la dette nette	(1 561)	128	(1 433)	(2 137)	191	(1 945)
Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés	(256)	103	(153)	(299)	210	(89)
Autres produits et charges financiers	(670)	279	(391)	(997)	257	(741)
RÉSULTAT FINANCIER	(2 487)	510	(1 977)	(3 433)	658	(2 775)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).



6.1 Coût de la dette nette

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

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total 31 déc. 2013	31 déc. 2012
Charges d'intérêts de la dette brute et des couvertures	(1 843)	-	(1 843)	(2 464)
Résultat de change sur dettes financières et couvertures	(19)	-	(19)	(38)
Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur	-	2	2	-
Résultat sur trésorerie et équivalents de trésorerie, et actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat	-	126	126	191
Coûts d'emprunts capitalisés	301	-	301	365
COÛT DE LA DETTE NETTE	(1 561)	128	(1 433)	(1 945)

Au-delà de l'effet volume relatif à la perte de contrôle de SUEZ Environnement à partir du 22 juillet 2013, la diminution du coût de la dette nette s'explique principalement par l'impact de la baisse des taux sur l'encours de dette à taux variable et par les effets positifs liés aux opérations de refinancement réalisées par le Groupe.

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 :

<i>En millions d'euros</i>	Charges	Produits	Total 31 déc. 2013	31 déc. 2012
Effet sur le compte de résultat des dérivés débouclés par anticipation	(210)	103	(107)	(24)
dont soultes décaissées lors du débouclage de swaps	(210)	-	(210)	(234)
dont extourne de la juste valeur négative de ces dérivés débouclés par anticipation	-	103	103	210
Effet sur le compte de résultat des opérations de restructuration de la dette	(46)	-	(46)	(65)
dont charges sur opérations de refinancement anticipé	(46)	-	(46)	(65)
RÉSULTAT DES OPÉRATIONS DE RESTRUCTURATION DE LA DETTE ET DE DÉNOUEMENTS ANTICIPÉS D'INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS	(256)	103	(153)	(89)

Le Groupe a procédé au cours de l'exercice à des opérations de rachat de titres de dettes (cf. Note 15.3.2 «Instruments financiers – Description des principaux événements de la période») dont notamment :

- Le rachat de souches obligataires représentant un montant nominal de 1 300 millions d'euros ainsi que le rachat de titres participatifs. L'impact net de ces rachats, effet des couvertures compris, s'élève à - 200 millions d'euros au 31 décembre 2013 ;

- le rachat de 52,9% d'obligations First Hydro représentant un nominal de 246 millions de livres sterling, générant une charge de 56 millions d'euros.

Par ailleurs, le Groupe a débouclé par anticipation des *swaps* de fixation de taux générant un impact financier net de + 45 millions d'euros comprenant le paiement de soultes pour un montant de 190 millions d'euros et l'extourne de la juste valeur négative de ces instruments dérivés non qualifiés de couverture au 31 décembre 2012 pour un montant de 235 millions d'euros.

6.3 Autres produits et charges financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Autres charges financières		
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	-	(214)
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	-	(16)
Désactualisation des autres provisions long terme	(423)	(442)
Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme	(171)	(205)
Charges d'intérêts sur fournisseurs et autres créanciers	(72)	(92)
Autres charges financières	(5)	(29)
TOTAL	(670)	(997)
Autres produits financiers		
Produits des titres disponibles à la vente	140	123
Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture	34	-
Résultat des déqualifications et inefficacité de couvertures économiques sur autres éléments financiers	2	-
Produits d'intérêts sur clients et autres débiteurs	36	58
Produits d'intérêts sur prêts et créances au coût amorti	28	47
Autres produits financiers	39	30
TOTAL	279	257
TOTAL AUTRES PRODUITS ET CHARGES FINANCIERS	(391)	(741)

(1) Suite à l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée, la charge d'intérêt nette correspondant à l'application du taux d'actualisation sur l'engagement net des régimes à prestations définies est désormais présentée sur une ligne unique «Charges d'intérêts nets sur les avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme». Au 31 décembre 2012, la charge d'intérêt sur la dette actuarielle était présentée sur la ligne «Désactualisation des autres provisions long terme» classée en autres charges financières et le produit financier sur la ligne «Rendement attendu sur actifs de couverture» classé en autres produits financiers. Les montants comparatifs au 31 décembre 2012 ont été retraités.

Le poste «Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture» au 31 décembre 2012 comprenait notamment une charge de 160 millions d'euros comptabilisée 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 libellée en dollars américains.

NOTE 7 IMPÔTS

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 727 millions d'euros (contre 2 049 millions d'euros en 2012). La ventilation de cette charge d'impôt s'établit comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Impôt exigible	(2 273)	(2 530)
Impôt différé	1 546	481
CHARGE TOTALE D'IMPÔT COMPTABILISÉE EN RÉSULTAT	(727)	(2 049)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).



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 :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Résultat net	(8 909)	2 743
• Part dans les entreprises associées	490	433
• Impôt sur les bénéfices	(727)	(2 049)
Résultat avant impôt des sociétés intégrées (A)	(8 672)	4 359
Dont sociétés françaises intégrées	(3 823)	1 260
Dont sociétés étrangères intégrées	(4 849)	3 099
Taux d'impôt normatif de la société mère (B)	38,0%	36,1%
CHARGE D'IMPÔT THÉORIQUE (C) = (A) X (B)	3 295	(1 574)
En effet :		
Différence entre le taux d'impôt normal applicable pour la société mère et le taux d'impôt normal applicable dans les juridictions françaises et étrangères	(813)	(215)
Différences permanentes ^(a)	(2 028)	(255)
Éléments taxés à taux réduit ou nul ^(b)	651	603
Compléments d'impôt ^(c)	(847)	(771)
Effet de la non-reconnaissance d'impôts différés actifs sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles ^(d)	(1 553)	(317)
Reconnaissance ou consommation de produits d'impôt sur les déficits fiscaux reportables et les autres différences temporelles déductibles antérieurement non reconnus	137	223
Effet des changements de taux d'impôt ^(e)	33	(18)
Crédits d'impôt et autres réductions d'impôt ^(f)	535	237
Autres	(139)	37
CHARGE D'IMPÔT INSCRITE AU COMPTE DE RÉSULTAT	(727)	(2 049)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

(a) Comprend principalement les pertes de valeur non fiscalisées sur goodwill ainsi que les effets liés au plafonnement de la déductibilité des intérêts d'emprunt en France.

(b) Comprend notamment les plus-values sur cessions de titres non taxées ou taxées à taux réduit en France, en Belgique et dans d'autres pays, l'incidence des régimes fiscaux spécifiques appliqués à certaines entités au Luxembourg, en Belgique, en Thaïlande et dans d'autres pays, 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».

(c) Comprend notamment la quote-part de frais et charges sur les dividendes, la taxe de 3% sur les dividendes distribués par les sociétés françaises en 2013 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 (489 millions d'euros au titre de 2012 et 422 millions d'euros au titre de 2013), les dotations aux provisions sur impôt sur les sociétés, ainsi que les impôts régionaux et forfaitaires sur les sociétés.

(d) Comprend principalement l'effet de la non-reconnaissance des impôts différés actifs relatifs aux pertes de valeur des immobilisations corporelles ainsi que l'annulation de la position d'impôt différé actif net d'un grand nombre d'entités fiscales européennes.

(e) Comprend notamment l'effet de la diminution du taux d'impôt au Royaume-Uni en 2012 et 2013 (passage de 25% à 23% en 2012 et ensuite de 23% à 21% en 2013 pour les reversements prévus en 2014 et 20% pour les reversements prévus au-delà de 2015) ainsi que l'effet de l'évolution du taux d'impôt en France (impact du montant de la contribution exceptionnelle en hausse en 2013 pour les reversements de différences temporelles intervenant en 2013 et 2014), en Italie (passage du taux IRES additionnel de 10,5% à 6,5% comptabilisé en 2013), en Thaïlande (passage de 30% à 20% comptabilisé en 2013), au Chili (passage de 17% à 20% comptabilisé en 2012) et en Slovaquie (passage de 19% à 23% comptabilisé en 2012).

(f) Comprend notamment l'effet des déductions d'intérêts notionnels en Belgique, des crédits d'impôt en Norvège, au Royaume-Uni, aux Pays-Bas, aux États-Unis et en France et des reprises de provisions sur impôt sur les sociétés.

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. La contribution exceptionnelle a été relevée à 10,7% pour 2013 et 2014, portant le taux d'imposition à 38,00% pour les exercices 2013 et 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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	(39)	639
Engagements de retraite	11	48
Provisions non déduites	187	41
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	274	(9)
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	(24)	(308)
Autres	190	64
TOTAL	599	475
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	859	(28)
Provisions à caractère fiscal	(10)	50
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(10)	82
Autres	108	(98)
TOTAL	947	6
PRODUITS/(CHARGES) D'IMPÔT DIFFÉRÉ	1 546	481

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

La variation du produit d'impôt différé provient principalement de la comptabilisation de certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles.

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. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	2	(26)
Écarts actuariels	(200)	225
Couverture d'investissement net	(134)	30
Couverture de flux de trésorerie sur autres éléments	(75)	403
Couverture de flux de trésorerie sur dette nette	(5)	(130)
TOTAL HORS QUOTE-PART DES ENTREPRISES ASSOCIÉES	(412)	502
Quote-part des entreprises associées	(32)	8
TOTAL	(444)	510

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).



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 :

En millions d'euros	Actifs	Passifs	Positions nettes
Au 31 décembre 2012⁽¹⁾	1 487	(11 959)	(10 472)
Effet résultat de la période	599	947	1 546
Effet autres éléments du résultat global	(206)	(142)	(348)
Effet périmètre	(1 271)	1 191	(80)
Effet change	(195)	425	230
Transfert en actifs et passifs classés comme détenus en vue de la vente	(123)	125	3
Autres effets	(78)	71	(7)
Effet de présentation nette par entité fiscale	450	(450)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013	662	(9 792)	(9 130)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

L'effet périmètre résulte principalement de la sortie des balances d'impôts différés de la branche SUEZ Environnement en 2013.

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)

En millions d'euros	Position de clôture	
	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Impôts différés actifs :		
Reports déficitaires et crédits d'impôts	1 889	2 464
Engagements de retraite	1 191	1 609
Provisions non déduites	503	668
Écart entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	1 136	1 007
Mise à juste valeur des instruments financiers (IAS 32/39)	1 099	1 299
Autres	831	876
TOTAL	6 649	7 923
Impôts différés passifs :		
Écarts entre les valeurs fiscales et comptables des immobilisations	(13 635)	(16 388)
Provisions à caractère fiscal	(193)	(249)
Mise à juste valeur des actifs et passifs (IAS 32/39)	(1 120)	(1 114)
Autres	(831)	(644)
TOTAL	(15 779)	(18 395)
IMPÔTS DIFFÉRÉS NETS	(9 130)	(10 472)

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

Les impôts différés actifs comptabilisés au titre des déficits fiscaux et crédits d'impôts reportables s'élèvent à 1 889 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 2 464 millions d'euros au 31 décembre 2012). Au 31 décembre 2013, ce montant comprend l'intégralité des reports déficitaires de l'intégration fiscale GDF SUEZ SA mais ne comprend plus de reports déficitaires portés par les entités fiscales de SUEZ Environnement suite à la perte de leur contrôle le 22 juillet 2013.

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.

En dehors de cette entité fiscale, 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 (2014-2019) validé par le Management.

7.4 Impôts différés non comptabilisés

7.4.1 Différences temporelles déductibles non comptabilisées

Au 31 décembre 2013, 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 1 137 millions d'euros (versus 1 245 millions d'euros en 2012). 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, en Italie, en Allemagne, aux Pays-Bas 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

1 436 millions d'euros en 2013 comparés à 230 millions d'euros en 2012. L'augmentation résulte principalement de l'absence de comptabilisation d'un impôt différé actif sur certaines pertes de valeur d'immobilisations corporelles essentiellement localisées en Italie, en Allemagne et aux Pays-Bas.

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 RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE

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

Cet indicateur financier exclut ainsi :

- ▶ l'ensemble des agrégats compris entre le «Résultat opérationnel courant» (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)» ;

- ▶ les composantes suivantes du résultat financier : l'effet des opérations de restructuration de la dette financière, les soultes réglées sur dénouement anticipé d'instruments financiers dérivés, 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 :

En millions d'euros	Note	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
RÉSULTAT NET PART DU GROUPE		(9 289)	1 544
Résultat net part des participations ne donnant pas le contrôle		380	1 199
RÉSULTAT NET		(8 909)	2 743
Rubriques du passage ROC - RAO		14 523	2 387
<i>MtM sur instruments financiers à caractère opérationnel</i>	5.1	226	(109)
<i>Pertes de valeur</i>	5.2	14 943	2 474
<i>Restructurations</i>	5.3	305	342
<i>Effets de périmètre</i>	5.4	(406)	(155)
<i>Autres éléments non récurrents</i>	5.5	(545)	(165)
Autres éléments hors RAO retraités		(1 234)	65
<i>Inefficacité sur instruments dérivés qualifiés de couverture de juste valeur</i>	6.1	(2)	-
<i>Résultat des opérations de restructuration de la dette et de dénouements anticipés d'instruments financiers dérivés</i>	6.2	153	89
<i>Variation de juste valeur des instruments dérivés non qualifiés de couverture</i>	6.3	(34)	214
<i>Impôt sur les éléments non récurrents</i>		(1 608)	(544)
<i>Charge nette relative à la contribution nucléaire en Belgique</i>		271	274
<i>Part non récurrente du résultat des entreprises associées</i>	13.1	(14)	32
RÉSULTAT NET RÉCURRENT		4 380	5 195
Résultat net récurrent part des participations ne donnant pas le contrôle		940	1 370
RÉSULTAT NET RÉCURRENT PART DU GROUPE		3 440	3 825

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

NOTE 9 RÉSULTAT PAR ACTION

	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Numérateur (en millions d'euros)		
Résultat net part du Groupe	(9 289)	1 544
Effet des instruments dilutifs :		
• Emprunts obligataires convertibles International Power		(21)
Résultat net part du Groupe dilué	(9 289)	1 523
Dénominateur (en millions d'actions)		
Nombre moyen d'actions en circulation	2 359	2 271
Effet des instruments dilutifs :		
• Plans d'actions gratuites réservées aux salariés	15	12
NOMBRE MOYEN D' ACTIONS EN CIRCULATION DILUÉ	2 374	2 284
Résultat par action (en euros)		
Résultat net part du Groupe par action	(3,94)	0,68
Résultat net part du Groupe par action dilué	(3,91)	0,67

(1) Les données comparatives du 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application rétrospective de la norme IAS 19 révisée (cf. Note 1.1.1).

Les instruments dilutifs du Groupe pris en compte dans le calcul des résultats dilués par action comprennent les plans d'actions gratuites et d'actions de performance en titres 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 demeure inférieur au cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ (le cours moyen annuel de l'action GDF SUEZ s'est élevé à 16,4 euros en 2013 et 18,3 euros en 2012). En 2012, les obligations convertibles en action International Power plc faisaient également partie des instruments dilutifs en vigueur.

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 2013, compte tenu de leur effet relatif, tous les plans de stock-options sont exclus du calcul du résultat dilué par action. Ces mêmes plans, ainsi que celui attribué en 2005, étaient également exclus du calcul du résultat dilué par action 2012 du fait de leur effet relatif.

Dans le futur, les instruments relatifs au 31 décembre 2013 pourraient potentiellement devenir dilutifs en fonction de l'évolution du cours moyen annuel de l'action.

NOTE 10 GOODWILLS

10.1 Évolution de la valeur comptable

<i>En millions d'euros</i>	Valeur brute	Pertes de valeur	Valeur nette
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)	-	
Écarts de conversion	(12)	(4)	
Au 31 décembre 2012	30 577	(542)	30 035
Pertes de Valeur		(5 775)	
Variations de périmètre et Autres	(3 445)	197	
Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente	(3)	3	
Écarts de conversion	(350)	35	
AU 31 DÉCEMBRE 2013	26 779	(6 082)	20 697

Les effets des variations de périmètre dans l'état de situation financière au 31 décembre 2013 résultent principalement des décomptabilisations de *goodwills* consécutifs au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement (3 220 millions d'euros) et à la cession d'une participation de 33,2% dans la société NOGAT (53 millions d'euros), ainsi que de la comptabilisation d'un *goodwill* provisoire de 145 millions d'euros dégagé sur l'acquisition de Balfour Beatty Workplace. Ces opérations et changement de méthode de consolidation sont décrits dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

A l'issue des tests de perte de valeur annuels réalisés sur les Unités Génératrices de Trésorerie (UGT *goodwill*) au second semestre 2013, le Groupe a comptabilisé des pertes de valeur sur les *goodwills* d'un montant total de 5 775 millions d'euros, dont 3 862 millions d'euros

sur l'UGT Énergie - Central Western Europe, 1 250 millions sur l'UGT Stockage, 264 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe de l'Est, 252 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Europe du Sud et 60 millions d'euros sur l'UGT Énergie - Espagne. Les tests de perte de valeur réalisés en 2013 sur ces UGT sont décrits dans la Note 5.2 «Pertes de valeur».

La baisse enregistrée en 2012, provenait essentiellement des «variations de périmètre» à hauteur de 594 millions d'euros (dont 406 millions d'euros liés au changement de méthode de consolidation de Senoko).

La ligne «Transfert en Actifs classés comme détenus en vue de la vente» comprenait le *goodwill* alloué aux activités SPP, cédées le 23 janvier 2013 (cf. Note 2.2 «Cessions réalisées en 2013»).



10.2 Principales UGT goodwill

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

En millions d'euros	Secteur opérationnel	31 déc. 2013	31 déc. 2012
UGT SIGNIFICATIVES ⁽¹⁾			
Énergie - Central Western Europe	Énergie Europe	8 446	12 352
Distribution	Infrastructures	4 009	4 009
Global Gaz & GNL	Global Gaz & GNL	2 109	2 162
Energy - Amérique du Nord	Energy International	1 329	1 450
Stockage	Infrastructures	543	1 794
AUTRES UGT IMPORTANTES			
Transport France	Infrastructures	614	614
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	583	678
AUTRES UGT (GOODWILLS INFÉRIEURS INDIVIDUELLEMENT À 600 MILLIONS D'EUROS)		3 064	6 976
TOTAL		20 697	30 035

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

10.3 Tests de perte de valeur sur les UGT goodwill

Toutes les Unités Génératrices de Trésorerie *goodwill* (UGT *goodwill*) font l'objet d'un test de perte de valeur réalisé sur la base des données à fin juin, complété par une revue des événements du second semestre. La valeur recouvrable des UGT *goodwill* est déterminée, dans la plupart des cas, par référence à une valeur d'utilité calculée à partir des projections de flux de trésorerie provenant du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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 2013 lors de l'examen de la valeur d'utilité des UGT *goodwill* pour l'actualisation des flux de trésorerie sont compris entre 5,2% et 15,1% alors qu'ils étaient compris entre 4,8% et 17% en 2012.

Les taux d'actualisation utilisés pour chacune des sept principales UGT *goodwill* 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 2013.

Les tests de perte de valeur sur les UGT Énergie – Central Western (CWE) et Stockage sont présentés en détail dans la Note 5.2 «Pertes de valeur».

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 2013. 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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe. Le taux d'actualisation appliqué à ces prévisions s'élève à 5,5%. La valeur terminale calculée à la fin du plan d'affaires à moyen terme correspond au montant attendu de la Base des Actifs Régulés (BAR) sans prime fin 2019. La BAR est la valeur attribuée par le régulateur (CRE) aux actifs exploités par l'opérateur de distribution. Elle représente la somme des flux futurs de trésorerie avant impôt, 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 2 109 millions d'euros au 31 décembre 2013. 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 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 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 9,2%.

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

Les principales hypothèses et estimations clés comprennent notamment les taux d'actualisation, l'évolution du prix des hydrocarbures, l'évolution de la parité euro/dollar, l'évolution de la demande et de l'offre de gaz naturel liquéfié, 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 14,5% 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 29% 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 31% sur ce calcul.

En cas de diminution de 10% des cours des hydrocarbures utilisés, la valeur recouvrable deviendrait égale à la valeur comptable. Une augmentation de 10% des cours des hydrocarbures aurait quant à elle un impact positif de 92% sur l'excédent de la valeur recouvrable par rapport à la valeur comptable.

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 13% 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 15% sur ce calcul.

Goodwill affecté à l'UGT Energy – Amérique du Nord

Le montant total du *goodwill* affecté à cette UGT s'élève à 1 329 millions d'euros au 31 décembre 2013. Les entités comprises dans cette UGT produisent de l'électricité et commercialisent de l'électricité et du gaz aux États-Unis, au Mexique ainsi qu'au Canada. Elles interviennent également dans l'importation et la regazéification de gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que dans la vente de cargaisons GNL.

La valeur recouvrable de l'UGT Energy - Amérique du Nord est déterminée par référence à la valeur d'utilité du groupe d'actifs, calculée principalement à partir des prévisions de flux de trésorerie établies à partir du budget 2014 et du plan d'affaires à moyen terme 2015-2019 approuvés par le Comité de Direction Groupe.

Pour les activités de production d'électricité, une valeur terminale a été déterminée par catégorie d'actifs en extrapolant les flux de trésorerie attendus jusqu'à la fin de la durée d'exploitation des centrales concernées. Pour les activités GNL et les activités de vente d'électricité au détail, une valeur terminale a été déterminée par extrapolation des flux de trésorerie au-delà de la dernière année des prévisions du plan moyen terme en utilisant des taux de croissance s'élevant respectivement à 0% et 1%.

Les hypothèses clés comprennent notamment les valeurs assignées aux prix à long terme de l'électricité et des combustibles, les perspectives futures des marchés ainsi que les taux d'actualisation à appliquer. Les valeurs affectées aux hypothèses reflètent les meilleures estimations des prix de marché. Les taux d'actualisation retenus sont compris pour 2013 entre 5,8% et 9% selon les activités.

Une augmentation de 0,5% du taux d'actualisation utilisé aurait un impact négatif de 24% 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 23% sur ce calcul.

Une diminution de 10% des prix d'équilibre long terme de l'électricité aurait un impact négatif de 49% 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 prix d'équilibre long terme aurait quant à elle un impact positif de 58% 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
Transport France	Infrastructures	DCF	5,8%
Energy - Royaume-Uni et Autres Europe	Energy International	DCF + DDM	6,8% - 11,1%

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. 2013	31 déc. 2012
Energy International	3 206	3 653
Énergie Europe	8 532	13 030
Global Gaz & GNL	2 109	2 162
Infrastructures	5 324	6 574
Énergie Services	1 526	1 357
SUEZ Environnement	-	3 257
TOTAL	20 697	30 035

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 2011	5 762	2 354	12 363	20 480
Acquisitions	439	-	606	1 045
Cessions	(31)	-	(348)	(379)
Écarts 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 décembre 2012	6 235	2 379	12 480	21 094
Acquisitions	274	-	537	811
Cessions	(20)	-	(66)	(86)
Écarts de conversion	(35)	-	(148)	(183)
Variations de périmètre	(3 764)	-	(3 025)	(6 789)
Autres variations	18	66	(31)	53
AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 708	2 445	9 747	14 900
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR				
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
Écarts 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 décembre 2012	(2 229)	(857)	(4 988)	(8 073)
Dotations aux amortissements	(198)	(91)	(684)	(973)
Pertes de valeur	(36)	(638)	(586)	(1 260)
Cessions	15	-	60	75
Écarts de conversion	3	-	52	55
Variations de périmètre	1 378	-	1 178	2 556
Autres variations	-	-	7	7
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(1 067)	(1 586)	(4 961)	(7 614)
VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2012	4 006	1 522	7 492	13 020
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 641	859	4 786	7 286



Les effets variations de périmètre 2013 correspondent principalement à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 3 975 millions d'euros), à la cession de 50% du portefeuille d'actifs de production d'énergie au Portugal (- 131 millions d'euros), et à la cession de 33,2% dans la société Nogat (- 82 millions d'euros). Ces opérations sont décrites dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

Les autres variations sur les Droits de capacité (66 millions d'euros) résultent de la révision des provisions nucléaires sur les droits de capacité sur les centrales nucléaires de Chooz B et Tricastin en France.

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 (jusqu'au 22 juillet 2013) et GDF SUEZ Énergie Services dans le cadre de contrats de concession.

Les pertes de valeur sur immobilisations incorporelles s'élèvent à 1 260 millions d'euros au 31 décembre 2013, et portent principalement sur des capacités de production virtuelle en Italie (- 638 millions d'euros) et sur des portefeuilles clients en Europe, en Italie notamment (cf. Note 5.2 «Pertes de valeur»).

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

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. À ce jour, le Groupe dispose de droits dans la centrale de Chooz B et Tricastin (France), et de capacités de production virtuelle (VPP - Virtual Power Plant) en Italie.

11.1.3 Autres

Le poste comprend principalement au 31 décembre 2013 des licences et des actifs incorporels acquis dans le cadre de la fusion avec Gaz de France, dont 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 680 millions d'euros (contre 1 012 millions d'euros au 31 décembre 2012) et correspond essentiellement 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. La principale variation de la valeur nette des immobilisations incorporelles non amortissables au 31 décembre 2013 correspond à la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 320 millions d'euros).

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, s'élèvent à 161 millions d'euros pour l'exercice 2013, dont 157 millions d'euros ne satisfont pas les critères d'activation définis par l'IAS 38 (236 millions d'euros pour l'exercice 2012).

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 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)
Écarts 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 décembre 2012	3 215	7 313	102 033	1 895	1 973	12 214	1 372	130 015
Acquisitions	14	40	777	74	-	5 465	58	6 428
Cessions	(53)	(53)	(581)	(87)	1	-	(44)	(817)
Écarts de conversion	(106)	(116)	(2 867)	(24)	(58)	(789)	(14)	(3 974)
Variations de périmètre	(1 828)	(3 335)	(8 336)	(1 504)	(549)	(548)	(430)	(16 530)
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	(773)	-	(10)	(3 188)	-	(3 971)
Autres variations	(12)	230	3 897	20	593	(4 209)	54	573
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 230	4 079	94 149	374	1 950	8 945	996	111 724
AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR								
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
Écarts 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 décembre 2012	(1 224)	(2 794)	(35 803)	(1 258)	(1 100)	(304)	(934)	(43 418)
Dotations aux amortissements	(42)	(278)	(4 174)	(106)	(229)	-	(111)	(4 940)
Pertes de valeur	(25)	(80)	(5 304)	-	(18)	(2 411)	(4)	(7 842)
Cessions	10	27	356	75	1	1	40	510
Écarts de conversion	37	21	843	14	21	12	10	958
Variations de périmètre	843	1 237	3 498	1 018	541	3	273	7 413
Transfert en actifs classés comme détenus en vue de la vente	-	-	606	-	2	85	-	693
Autres variations	3	2	(71)	10	(12)	11	(4)	(61)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(398)	(1 865)	(40 049)	(247)	(794)	(2 603)	(730)	(46 687)
VALEUR NETTE COMPTABLE								
Au 31 décembre 2012	1 991	4 519	66 230	637	873	11 910	438	86 597
AU 31 DÉCEMBRE 2013	832	2 214	54 100	127	1 156	6 342	266	65 037



En 2013, les variations de périmètre sur les immobilisations corporelles nettes de - 9 117 millions d'euros résultent principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 8 493 millions d'euros).

En 2012, la variation de périmètre nette de - 1 413 millions d'euros résultait 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 Sustentável do Brasil (Jirau) dans les états financiers du Groupe en raison de l'accroissement du pourcentage d'intégration de 50,1 à 60% (+ 565 millions d'euros).

Au 31 décembre 2013, suite au classement des entités Energia Sustentável do Brasil (Jirau) et Futures Energies Investissements en tant qu'«actifs destinés à être cédés», la valeur comptable des immobilisations corporelles correspondantes a été transférée sur la ligne «Actifs classés comme détenus en vue de la vente».

Au 31 décembre 2012, 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», 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 pertes de valeur sur immobilisations corporelles comptabilisées en 2013, décrites dans la Note 5.2 «Pertes de valeur», s'élevaient à - 7 842 millions d'euros. Elles portent essentiellement sur des actifs de production thermique en Europe (- 4 838 millions d'euros), notamment sur le parc de centrales thermiques de la zone Central Western Europe (- 3 765 millions d'euros), ainsi que sur des centrales thermiques au Royaume-Uni (- 459 millions d'euros) et en Italie (- 375 millions d'euros). Des pertes de valeurs ont également été constatées sur des sites de stockage souterrains en Europe (- 1 896 millions d'euros).

En 2012, les pertes de valeur s'élevaient à - 1 806 millions d'euros, et portaient 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 2013 (- 3 016 millions d'euros) proviennent essentiellement du réal brésilien (- 1 149 millions d'euros), du dollar australien (- 536 millions d'euros), du dollar américain (- 481 millions

d'euros), de la couronne norvégienne (- 391 millions d'euros) du peso chilien (- 161 millions d'euros), du bath thaïlandais (- 141 millions d'euros) et de la livre sterling (- 91 millions d'euros).

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'élevaient à 6 875 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 6 748 millions d'euros au 31 décembre 2012. La variation résulte principalement des opérations de refinancement des dettes ainsi que des variations de périmètre intervenues sur l'exercice 2013.

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'élevaient à 2 917 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 6 486 millions d'euros au 31 décembre 2012. Cette baisse résulte essentiellement de l'avancement de grands projets (dont Cygnus et Gudrun), et de la perte de contrôle de SUEZ Environnement.

12.4 Autres informations

Le montant des coûts d'emprunt de la période incorporés dans le coût des immobilisations corporelles s'élève à 301 millions d'euros au titre de l'exercice 2013 contre 365 millions d'euros au titre de l'exercice 2012.

NOTE 13 PARTICIPATIONS DANS LES ENTREPRISES ASSOCIÉES

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. 2013	31 déc. 2012	31 déc. 2013	31 déc. 2012
SUEZ Environnement (postérieurement au 22 juillet 2013)	1 882	-	62	-
Entreprises associées de SUEZ Environnement (antérieurement au 22 juillet 2013)	-	490	17	22
SOUS-TOTAL SUEZ ENVIRONNEMENT	1 882	490	80	22
Paiton (BEI, Indonésie)	581	604	64	66
Senoko (BEI, Singapour)	319	311	33	27
GASAG (BEE, Allemagne)	316	300	21	(14)
ISAB Energy (BEI, Italie)	212	191	29	34
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	210	225	-	-
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	171	-	(1)	-
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	104	101	13	17
GTT (B3G, France)	88	86	39	4
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique)	10	7	17	60
Autres	744	647	196	217
TOTAL	4 636	2 961	490	433

L'augmentation nette de la valeur comptable des participations dans les entreprises associées s'explique principalement par des variations de périmètre liées à la perte de contrôle de SUEZ Environnement. Cette opération est décrite dans la Note 2 «Principales variations de périmètre».

La quote-part de résultat dans les entreprises associées comprend des résultats non récurrents pour un montant de 14 millions d'euros (contre - 32 millions d'euros en 2012) composés essentiellement 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 123 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 361 millions

d'euros au 31 décembre 2012). Ces pertes non comptabilisées correspondent essentiellement à la juste valeur négative d'instruments dérivés de couvertures de taux d'intérêt («Autres éléments du résultat global») mis en place par des entreprises associées au Moyen-Orient dans le cadre du financement de constructions de centrales électriques et de désalinisation d'eau.

13.2 SUEZ Environnement Company

Le 22 juillet 2013, la participation dans SUEZ Environnement a été comptabilisée à la juste valeur pour un montant de 1 868 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2013, la valeur comptable de la participation s'élève à 1 882 millions d'euros. Sur la base du cours de bourse au 31 décembre 2013, la valeur de marché de cette participation s'établit à 2 371 millions d'euros.



Les principaux agrégats financiers publiés par le Groupe SUEZ Environnement au 31 décembre 2013 sont les suivants :

ÉTAT DE SITUATION FINANCIÈRE

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013
Actifs non courants	18 550
Actifs courants	8 158
TOTAL ACTIF	26 708
Capitaux propres part du Groupe	4 963
Participations ne donnant pas le contrôle	1 947
Passifs non courants	10 063
Passifs courants	9 735
TOTAL PASSIF	26 708

COMPTE DE RÉSULTAT

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013
Chiffre d'affaires	14 644
Résultat opérationnel courant	1 184
RÉSULTAT NET	602

Le rapprochement entre les capitaux propres part du Groupe publiés par SUEZ Environnement et la valeur comptable de SUEZ Environnement dans les comptes du Groupe GDF SUEZ, ainsi que la rationalisation de la variation de la valeur de mise en équivalence entre le 22 juillet 2013 et le 31 décembre 2013 sont présentés dans le tableau ci-après :

CAPITAUX PROPRES

<i>En millions d'euros</i>	31 Déc. 2012	Résultat	Dividendes	Réévaluation de la participation au 22 juil. 2013	Écarts de conversion et Autres	31 déc. 2013
Capitaux propres part du Groupe SUEZ Environnement - publiés	4 864	352	(330)	-	77	4 963
Quote-part GDF SUEZ dans l'actif net de SUEZ Environnement avant retraitement	1 740	126	(118)	-	23	1 771
Retraitement niveau GDF SUEZ	(289)	(23)	-	476	(53)	111
VALEUR COMPTABLE DE LA PARTICIPATION SUEZ ENVIRONNEMENT DANS LES COMPTES GDF SUEZ	1 451	103	(118)	476	(30)	1 882

13.3 Principaux agrégats des entreprises associées (hors SUEZ Environnement)

<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 2013							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 389	1 955	1 433	706	157
Senoko (BEI, Singapour)	30,0	30,0	3 129	2 066	1 063	2 339	109
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 602	1 988	615	1 285	65
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	675	242	433	593	59
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 459	935	524	115	(1)
Astoria Energy, Phase I (BEI, États-Unis)	44,8	44,8	785	404	381	25	(2)
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 210	691	519	197	66
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	352	131	220	219	98
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽²⁾	25,0	25,0	3 618	2 266	1 352	896	147
Au 31 décembre 2012							
Paiton (BEI, Indonésie)	40,5	40,5	3 928	2 427	1 501	816	161
Senoko (BEI, Singapour) ⁽³⁾	30,0	30,0	3 515	2 477	1 038	1 366	89
GASAG (BEE, Allemagne)	31,6	31,6	2 575	1 861	714	1 371	(38)
ISAB Energy (BEI, Italie)	49,0	34,3	763	382	381	608	69
Activités canadiennes d'énergies renouvelables (BEI, Canada)	40,0	40,0	1 246	931	315	10	2
Umm Al Nar (BEI, Émirats Arabes Unis)	20,0	20,0	1 251	814	436	206	91
GTT (B3G, France)	40,0	40,0	150	101	48	90	12
Sociétés intercommunales wallonnes (BEE, Belgique) ⁽²⁾	25,0	25,0	3 496	2 167	1 329	926	232

(1) Les principaux agrégats des entreprises associées sont présentés à 100%.

(2) Il s'agit des comptes combinés des intercommunales de l'exercice précédent, retraités pour les rendre conformes aux normes IFRS.

(3) Le chiffre d'affaires et le résultat net de Senoko sont relatifs au second semestre 2012.



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 2013								
Portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (BEE, Portugal)	50,0	50,0	76	548	136	272	25	11
WSW Energie und Wasser (BEE, Allemagne)	33,1	33,1	30	207	55	59	214	(12)
Eco Electrica Project (BEI, Porto Rico)	50,0	35,0	79	352	34	93	155	35
Autres			1 387	2 237	1 793	1 001	1 499	(103)
TOTAL			1 572	3 344	2 018	1 425	1 893	(69)
Au 31 décembre 2012								
Energia Sustentável do Brasil (BEI, Brésil) ⁽¹⁾	60,0	60,0	197	3 036	209	1 717	-	(95)
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			1 913	7 386	2 404	3 696	2 643	(241)

(1) Participation présentée sur les lignes actifs et passifs détenus en vue de la vente au 31 décembre 2013.

La cession de 20% de la participation dans Energia Sustentável do Brasil (Jirau) n'étant pas effective au 31 décembre 2013 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), les actifs et passifs de cette entité consolidée par intégration proportionnelle à hauteur de 60% ont été classés comme détenus en vue de la vente.

Le Groupe ayant cédé 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution au compte de résultat (non significatif en 2013) et à l'état de situation financière du portefeuille d'actifs désormais consolidés par intégration proportionnelle (Eurowind, Turbogas et Elecgas) est présentée dans le tableau ci-avant.

Suite au changement de méthode de consolidation intervenu le 29 juin 2012 (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»), la contribution de Senoko au compte de résultat du Groupe a été 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. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Titres disponibles à la vente	3 015	-	3 015	3 398	-	3 398
Prêts et créances au coût amorti	2 368	22 396	24 764	3 541	26 664	30 206
<i>Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)</i>	2 368	1 078	3 446	3 541	1 630	5 171
<i>Clients et autres débiteurs</i>	-	21 318	21 318	-	25 034	25 034
Autres actifs financiers évalués à la juste valeur	2 351	4 829	7 179	3 108	4 711	7 819
<i>Instrument financiers dérivés</i>	2 351	3 825	6 175	3 108	4 280	7 387
<i>Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat</i>	-	1 004	1 004	-	432	432
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	8 691	8 691	-	11 383	11 383
TOTAL	7 734	35 915	43 649	10 047	42 758	52 805

Au 31 décembre 2012, la contribution aux actifs financiers du groupe SUEZ Environnement désormais consolidé par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement») représentait un montant de 7 594 millions d'euros.

15.1.1 Titres disponibles à la vente

En millions d'euros

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 du résultat global» décomptabilisés	(1)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	310
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(191)
Variations de périmètre, change et divers	(106)
Au 31 décembre 2012	3 398
Acquisitions	155
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	(51)
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(104)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	53
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(355)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	3 015

Les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 015 millions d'euros au 31 décembre 2013 et se répartissent entre 1 140 millions d'euros de titres cotés et 1 875 millions d'euros de titres non cotés (respectivement 1 309 millions d'euros et 2 089 millions d'euros en 2012).

Les variations de périmètre concernent principalement la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour - 393 millions d'euros (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement»).



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	Évaluation ultérieure à l'acquisition					
	Dividendes	Var. de juste valeur	Effet de change	Pertes de valeur	Recyclage en résultat	Résultat de cession
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	53	14	-	(104)	-
Résultat	140	-	-	(81)	104	115
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	140	53	14	(81)	-	115
Capitaux propres ⁽¹⁾	-	310	-	-	(1)	-
Résultat	122	-	-	(191)	1	(5)
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2012	122	310	-	(191)	-	(5)

(1) Hors effet impôt.

En 2013, les produits comptabilisés en «Autres éléments du résultat global» et recyclés en résultat pour 104 millions d'euros résultent pour l'essentiel de la cession des titres Medgaz (75 millions d'euros).

Les variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres pour 53 millions d'euros, incluent l'impact de la sortie de SUEZ Environnement pour - 42 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 deçà du

coût historique ou qu'une baisse du cours en deçà du coût historique pendant plus de 12 mois sont des indices de perte de valeur.

Le Groupe a comptabilisé au cours de l'exercice une perte de valeur de 81 millions d'euros.

Après examen, le Groupe considère qu'il n'y a pas lieu de comptabiliser de perte de valeur sur ses autres lignes de titres disponibles à la vente au 31 décembre 2013. Le Groupe n'a par ailleurs pas identifié de situations de moins-value latente significative au 31 décembre 2013 sur ces autres lignes de titres.

En 2012, le Groupe avait décidé, compte tenu du caractère prolongé de la baisse du cours de bourse en dessous de son cours historique des titres cotés Acea, de comptabiliser une perte de valeur de 84 millions d'euros.

15.1.2 Prêts et créances au coût amorti

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	2 368	1 078	3 446	3 541	1 630	5 171
<i>Prêts aux sociétés affiliées</i>	490	402	892	805	543	1 348
<i>Autres créances au coût amorti</i>	792	51	842	847	297	1 144
<i>Créances de concessions</i>	20	492	512	421	628	1 049
<i>Créances de location financement</i>	1 066	133	1 199	1 468	162	1 630
Clients et autres débiteurs	-	21 318	21 318	-	25 034	25 034
TOTAL	2 368	22 396	24 764	3 541	26 664	30 206

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

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Brut	Dépréciations & Pertes de valeur	Net	Brut	Dépréciations & Pertes de valeur	Net
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)	3 710	(264)	3 446	5 556	(385)	5 171
Clients et autres débiteurs	22 238	(919)	21 318	26 079	(1 044)	25 034
TOTAL	25 948	(1 184)	24 764	31 635	(1 430)	30 206

Les informations relatives à l'antériorité des créances échues non dépréciées et au suivi du risque de contrepartie sur les prêts et créances au coût amorti (y compris les créances clients et autres débiteurs) sont présentées dans la Note 16.2 «Risque de contrepartie».

Les gains et pertes nets enregistrés en résultat sur les prêts et créances au coût amorti (y compris créances clients) sont les suivants :

En millions d'euros	Évaluation ultérieure à l'acquisition		
	Intérêts	Effet de change	Pertes de valeur
Au 31 décembre 2012	155	(6)	(134)
Au 31 décembre 2013	96	(5)	(152)

Prêts et créances au coût amorti (hors créances clients)

Au 31 décembre 2013, comme au 31 décembre 2012, 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 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. 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 - 919 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre - 1 044 millions d'euros à fin 2012.

15.1.3 Autres actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés	2 351	3 825	6 175	3 108	4 280	7 387
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	638	157	795	1 363	102	1 464
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières</i>	878	3 645	4 523	737	4 155	4 893
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	834	22	857	1 008	23	1 030
Actifs financiers à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	735	735	-	255	255
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	-	735	735	-	255	255
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	-	-
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	269	269	-	177	177
TOTAL	2 351	4 829	7 179	3 108	4 711	7 819

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 (cf. 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 s'établit à 9 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 7 millions d'euros en 2012.

Le résultat enregistré sur les actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat au 31 décembre 2013 et 2012 est non significatif.



15.1.4 Trésorerie et équivalents de trésorerie

La «Trésorerie et équivalents de trésorerie» s'élève à 8 691 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 11 383 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Ce poste comprend un montant de disponibilités soumises à restriction de 224 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 270 millions d'euros au 31 décembre 2012. Ces disponibilités soumises à restriction sont constituées notamment de 139 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 2013 s'établit à 113 millions d'euros contre 177 millions d'euros en 2012.

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. 2013	31 déc. 2012
Prêt à des personnes morales externes au Groupe	688	696
Prêt à Eso/Elia	454	454
Prêt à Eandis	80	80
Prêt à Ores	80	80
Prêt à Sibelga	74	82
Autres placements de trésorerie	779	733
Portefeuille obligataire	159	213
OPCVM et FCP	620	520
TOTAL	1 467	1 429

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 2013, 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.

Au 31 décembre 2013, le Groupe a, dans le cadre d'opérations conduisant à une décomptabilisation totale, procédé à une vente réelle et sans recours de 480 millions d'euros d'actifs financiers.

15.1.7 Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie de dettes financières

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Actifs financiers et instruments de capitaux propres donnés en garantie	4 687	5 821

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

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Dettes financières	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209
Instruments financiers dérivés	2 101	4 062	6 163	2 751	4 092	6 844
Fournisseurs et autres créanciers	-	16 599	16 599	-	19 481	19 481
Autres passifs financiers	158	-	158	343	-	343
TOTAL	31 684	31 151	62 835	48 341	35 536	83 877

Au 31 décembre 2012, la contribution aux passifs financiers du groupe SUEZ Environnement désormais comptabilisé par mise en équivalence (cf. Note 2.1 «Perte de contrôle de SUEZ Environnement») représentait un montant de 12 817 millions d'euros.

15.2.1 Dettes financières

En millions d'euros	31 déc. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Emprunts obligataires	21 265	1 775	23 040	30 309	1 099	31 407
Billets de trésorerie	-	5 187	5 187	-	5 378	5 378
Tirages sur facilités de crédit	662	34	696	1 582	319	1 902
Emprunts sur location-financement	399	105	503	913	447	1 360
Autres emprunts bancaires	6 568	1 553	8 121	10 595	1 565	12 161
Autres emprunts	539	74	613	982	143	1 125
EMPRUNTS	29 432	8 729	38 160	44 381	8 951	53 332
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	-	573	573	-	1 326	1 326
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Impact du coût amorti	(115)	575	460	331	692	1 023
Impact de la couverture de juste valeur	108	44	152	535	89	624
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	569	569	-	904	904
DETTES FINANCIÈRES	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209

La juste valeur de la dette financière brute s'élève au 31 décembre 2013 à 41 580 millions d'euros pour une valeur comptable de 39 914 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. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette	339	168	507	225	54	279
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	1 010	3 704	4 714	724	3 960	4 684
Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments	752	190	943	1 803	78	1 881
TOTAL	2 101	4 062	6 163	2 751	4 092	6 844

15.2.3 Fournisseurs et autres créanciers

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Fournisseurs	15 788	17 981
Dettes sur immobilisations	811	1 500
TOTAL	16 599	19 481

La valeur comptable de ces passifs financiers constitue une évaluation appropriée de leur juste valeur.

15.2.4 Autres passifs financiers

Les autres passifs financiers s'élèvent à 158 millions d'euros (343 millions d'euros au 31 décembre 2012). Ils 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.

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 28 «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. 2013			31 déc. 2012		
	Non courant	Courant	Total	Non courant	Courant	Total
Encours des dettes financières	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Impact du coût amorti	(115)	575	460	331	692	1 023
Impact de la couverture de juste valeur ⁽¹⁾	108	44	152	535	89	624
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - passif	-	569	569	-	904	904
DETTES FINANCIÈRES	29 424	10 490	39 914	45 247	11 962	57 209
Instruments financiers dérivés positionnés au passif relatifs à la dette ⁽²⁾	339	168	507	225	54	279
DETTE BRUTE	29 763	10 658	40 421	45 472	12 017	57 489
Actifs liés au financement	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
ACTIFS LIÉS AU FINANCEMENT	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(735)	(735)	-	(255)	(255)
Appels de marge sur dérivés de couverture de la dette - actif	-	(269)	(269)	-	(177)	(177)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 691)	(8 691)	-	(11 383)	(11 383)
Instruments financiers dérivés positionnés à l'actif relatifs à la dette ⁽²⁾	(638)	(157)	(795)	(1 363)	(102)	(1 464)
TRÉSORERIE ACTIVE	(638)	(9 852)	(10 490)	(1 363)	(11 916)	(13 279)
ENDETTEMENT FINANCIER NET	29 048	791	29 840	44 050	(136)	43 914
Encours des dettes financières	29 432	9 302	38 734	44 381	10 277	54 658
Actifs liés au financement	(77)	(14)	(91)	(59)	(237)	(295)
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appels de marge)	-	(735)	(735)	-	(255)	(255)
Trésorerie et équivalents de trésorerie	-	(8 691)	(8 691)	-	(11 383)	(11 383)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 355	(138)	29 217	44 323	(1 598)	42 725

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

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

15.3.2 Description des principaux événements de la période

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

Au cours de l'année 2013, les variations de périmètre et de change ont généré une diminution de 14 498 millions d'euros de l'endettement net. Cette diminution s'explique de la façon suivante :

- ▶ le passage en mise en équivalence de SUEZ Environnement consécutif à la fin du pacte d'actionnaires s'est traduit par une diminution de l'endettement net de 7 799 millions d'euros ;
- ▶ les cessions réalisées dans le programme d'« optimisation de portefeuille » (cf. Note 2.2 « Cessions réalisées au cours de l'exercice 2013 ») ont réduit l'endettement net de 3 429 millions d'euros ;
- ▶ le classement de Energia Sustentável do Brasil (Jirau) et de Futures Energies Investissement Holding en tant qu'« Actifs destinés à être cédés » (cf. Note 2.3 « Actifs destinés à être cédés ») se traduit par une réduction de l'endettement net de 2 146 millions d'euros au 31 décembre ;

- ▶ les variations de change au cours de l'année 2013 se sont traduites par une diminution de l'endettement net de 1 124 millions d'euros (dont 457 millions d'euros sur le réal brésilien et 245 millions d'euros sur le dollar américain).

15.3.2.2 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 2013 :

Rachat de souches obligataires

GDF SUEZ SA a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée (cf. Note 17.7 « Émission de titres super-subordonnés »). Cette transaction, permettant de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, a permis au Groupe de procéder au rachat, le 15 juillet 2013, de souches obligataires représentant un montant nominal de 1,3 milliard d'euros dont :

- ▶ 101 millions d'euros d'obligations Electrabel portant coupon à 4,75%, et arrivant à échéance le 10 avril 2015 ;
- ▶ 159 millions d'euros d'obligations Belgelec Finance portant coupon à 5,125%, et arrivant à échéance le 24 juin 2015 ;



- ▶ 295 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 5,625%, et arrivant à échéance le 18 janvier 2016 ;
- ▶ 289 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 6,875%, et arrivant à échéance le 24 janvier 2019 ;
- ▶ 456 millions d'euros d'obligations GDF SUEZ SA portant coupon à 3,125%, et arrivant à échéance le 21 janvier 2020.

Rachat des titres participatifs

Le 20 juin 2013, GDF SUEZ a lancé une offre de rachat portant sur les titres participatifs cotés émis en 1985 par GDF SUEZ (anciennement Gaz de France). La valeur comptable de ces instruments comptabilisés en dette financière s'élevait, avant opération, à 557 millions d'euros.

Le prix proposé à l'offre s'élevait à 800 euros par titre soit 104,952% du nominal.

Cette opération, qui s'est clôturée le 16 juillet 2013, a permis de racheter 56,6% des 562 402 titres restant en circulation pour un montant total de 255 millions d'euros. Les titres rachetés ont été annulés.

Par la suite, 49 593 titres supplémentaires ont été rachetés.

Autres opérations de refinancement

GDF SUEZ a procédé au remboursement du solde de 968 millions d'euros de l'emprunt obligataire de 1 250 millions d'euros portant coupon à 4,75%, arrivé à échéance le 19 février 2013. Cet emprunt

obligataire avait fait l'objet de rachats partiels à hauteur de 125 millions d'euros en 2010 et de 157 millions d'euros en 2011.

GDF SUEZ a réalisé des émissions privées pour un montant global de 485 millions d'euros dont les principales sont : 100 millions d'euros émis le 25 mars 2013 à un taux de 3,38% pour une durée de 20 ans ; 200 millions d'euros émis le 16 avril 2013, payant un coupon Euribor 3M + 58 bp sur une durée de 7 ans.

Dans le cadre de ses opérations de restructuration de la dette, le Groupe a procédé au rachat de 52,9% des obligations de l'entité First Hydro (BEI – Royaume-Uni), soit 212 millions de livres sterling sur un nominal total de 400 millions de livres sterling. Ces obligations dont la valeur comptable s'élevait à 246 millions de livres sterling au 31 décembre 2012, ont été rachetées pour un prix de 292 millions de livres sterling, soit 349 millions d'euros.

International Power plc a signé le 18 décembre 2013 un emprunt de 400 millions de livres sterling avec Lloyds d'une durée de 20 mois pouvant être prolongé sur 16 mois et payant un coupon LIBOR GBP – 3M + 22,5 bp.

SOLFEA a émis le 7 juin 2013 un emprunt obligataire portant coupon à 1,5% pour une durée de 3 ans et un montant de 165 millions d'euros.

15.4 Juste valeur des instruments financiers par niveau

15.4.1 Actifs financiers

Les actifs financiers évalués à la juste valeur se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Titres disponibles à la vente	3 015	1 140	-	1 875	3 398	1 309	-	2 089
Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	497	-	497	-	416	-	416	-
Instruments financiers dérivés	6 175	125	5 947	103	7 387	108	7 192	88
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	795	-	795	-	1 464	-	1 464	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 368	121	2 153	94	2 282	101	2 105	77
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	2 155	4	2 141	9	2 610	7	2 592	11
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	857	-	857	-	1 030	-	1 030	-
Actifs financiers évalués à la juste valeur par résultat (hors appel de marge)	735	13	722	-	255	125	129	-
<i>Actifs financiers qualifiant à la juste valeur par résultat</i>	735	13	722	-	255	125	129	-
<i>Actifs financiers désignés à la juste valeur par résultat</i>	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	10 422	1 278	7 165	1 978	11 456	1 542	7 738	2 177

La définition de ces 3 niveaux de juste valeur est présentée dans la Note 1.4.11.3 «Dérivés et comptabilité de couverture».

**Titres disponibles à la vente**

Les titres cotés – évalués au cours de bourse à la date de clôture – sont classés en niveau 1.

Les titres non cotés – évalués à partir de modèles d'évaluation basés principalement sur les dernières opérations de marché, l'actualisation des dividendes ou flux de trésorerie et la valeur de l'actif net – sont classés en niveau 3.

Au 31 décembre 2013, 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 2012	2 089
Acquisitions	26
Cessions - valeur comptable hors variations de juste valeur en «Autres éléments du résultat global»	44
Cessions - «Autres éléments du résultat global» décomptabilisés	(104)
Autres variations de juste valeur enregistrées en capitaux propres	76
Variations de juste valeur enregistrées en résultat	(81)
Variations de périmètre, change et divers	(176)
Au 31 décembre 2013	1 875
Gains/(pertes) enregistrés en résultat relatifs aux instruments détenus à la fin de période	50

Une variation de plus ou moins 10% de la valeur des titres non cotés générerait un gain ou une perte avant impôts d'environ 187 millions d'euros sur le résultat global du Groupe.

Prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs)

Les prêts et créances au coût amorti (hors clients et autres débiteurs) rentrant dans une relation de couverture de juste valeur sont présentés dans le tableau en niveau 2. Ces prêts ne sont réévalués qu'au titre de leur composante taux, dont la juste valeur est déterminée sur base de données observables.

Instruments financiers dérivés

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 1 sont principalement des futures négociés sur un marché organisé doté d'une chambre de compensation et évalués en juste valeur sur la base de leur cours coté.

Les instruments financiers dérivés présentés en niveau 3 intègrent des paramètres non observables et leur évaluation en juste valeur a nécessité un recours à des hypothèses internes, le plus souvent parce que la maturité de l'instrument excède l'horizon d'observabilité des prix à terme du sous-jacent ou parce que certains paramètres tels que la volatilité du sous-jacent n'étaient pas observables.

L'évaluation à la juste valeur des autres instruments financiers dérivés est obtenue au moyen de modèles fréquemment employés dans les activités de marché et repose sur des paramètres observables directement ou indirectement. Ces instruments financiers dérivés sont présentés en niveau 2.

Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat

Les actifs financiers qualifiant à la juste valeur, pour lesquels le Groupe dispose de valeurs liquidatives régulières sont classés en niveau 1, et en niveau 2 dans le cas contraire.

Les actifs financiers désignés à la juste valeur sont classés en niveau 2.



15.4.2 Passifs financiers

Les instruments financiers positionnés au passif se répartissent de la manière suivante entre les différents niveaux de juste valeur :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3
Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur	4 212	-	4 212	-	11 027	-	11 027	-
Dettes financières ne rentrant pas dans une relation de couverture de juste valeur	37 368	20 643	16 725	-	51 801	24 729	27 072	-
Instruments financiers dérivés	6 163	115	5 945	102	6 844	67	6 600	176
<i>Instruments financiers dérivés relatifs à la dette</i>	507	-	507	-	279	-	279	-
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de portfolio management</i>	2 811	108	2 609	94	2 271	48	2 115	108
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières - afférents aux activités de trading</i>	1 902	7	1 887	8	2 412	19	2 385	8
<i>Instruments financiers dérivés relatifs aux autres éléments</i>	943	-	943	-	1 881	-	1 821	60
TOTAL	47 743	20 759	26 882	102	69 671	24 796	44 699	176

Dettes financières rentrant dans une relation de couverture de juste valeur

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

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

Les emprunts obligataires cotés sont classés en niveau 1.

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

Instruments financiers dérivés

Le classement des instruments financiers dérivés par niveau de juste valeur est précisé dans la Note 15.4.1 «Actifs financiers».

15.5 Compensation des instruments financiers dérivés actifs et passifs

Le montant net des instruments financiers dérivés après prise en compte d'accords de compensation globale exécutoires ou d'accords similaires, qu'ils soient ou non compensés selon le paragraphe 42 d'IAS 32, sont présentés dans le tableau ci-après :

AU 31 DÉCEMBRE 2013

En millions d'euros	Montant brut	Montant net	Autres	Montant net total
		présenté dans l'état de situation financière ⁽¹⁾	accords de compensation ⁽²⁾	
Actifs				
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	4 927	4 523	(3 410)	1 113
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	1 655	1 652	(545)	1 107
Passifs				
Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 117)	(4 714)	4 354	(360)
Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(1 453)	(1 450)	265	(1 185)

(1) Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

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

AU 31 DÉCEMBRE 2012

En millions d'euros		Montant brut	Montant net présenté dans l'état de situation financière ⁽¹⁾	Autres accords de compensation ⁽²⁾	Montant net total
Actifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	5 305	4 893	(3 426)	1 467
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	2 497	2 494	(740)	1 754
Passifs	Instruments financiers dérivés relatifs aux matières premières	(5 096)	(4 684)	4 002	(681)
	Instruments financiers dérivés relatifs à la dette et aux autres éléments	(2 163)	(2 160)	164	(1 996)

(1) Il s'agit du montant net présenté dans l'état de situation financière après prise en compte des accords de compensations répondant aux critères énoncés au paragraphe 42 d'IAS 32.

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

NOTE 16 RISQUES LIÉS AUX INSTRUMENTS FINANCIERS

Le Groupe utilise principalement des dérivés pour couvrir son exposition aux risques de marché. La gestion des risques financiers est présentée dans le chapitre 2 «Facteurs de risque» du Document de Référence.

16.1 Risques de marché

16.1.1 Risques de marché sur matières premières

Les activités comportant des risques de marché sur matières premières sont principalement :

- ▶ les activités de gestion de portefeuille (appelées *portfolio management*) et
- ▶ les activités de *trading*.

Le Groupe distingue principalement deux types de risques de marché sur matières premières : les risques de prix directement liés aux fluctuations des prix de marché et les risques de volume inhérents à l'activité.

Dans le cadre de son exploitation, le Groupe est exposé aux risques de marché sur matières premières, en particulier gaz naturel, électricité, charbon, pétrole et produits pétroliers, autres combustibles, 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'énergies, stockage et transport de gaz) aux différents horizons de temps (long terme, moyen terme, court terme). Cette optimisation consiste à :

- ▶ garantir l'approvisionnement et assurer les équilibres entre besoins et ressources physiques ;
- ▶ gérer les risques de marché (prix, volume) afin d'extraire le maximum de valeur des portefeuilles dans un cadre de risque donné.

Le cadre de risque consiste à sécuriser la trajectoire financière du Groupe sur l'horizon budgétaire et à lisser les résultats à moyen terme (3 ou 5 ans selon la maturité des marchés). Il incite les gestionnaires de portefeuille à couvrir économiquement leur portefeuille.

Les sensibilités du portefeuille d'instruments financiers dérivés sur matières premières utilisés dans le cadre des activités de *portfolio management* au 31 décembre 2013 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. 2013		31 déc. 2012	
		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	253	19	200	(6)
Gaz naturel	+ 3 €/MWh	(5)	(119)	13	(186)
Électricité	+ 5 €/MWh	(377)	(61)	(333)	45
Charbon	+ 10 \$US/ton	66	39	60	69
Droits d'émission de gaz à effet de serre	+ 2 €/ton	164	-	169	(4)
EUR/USD	+ 10%	(335)	(40)	(315)	(13)
EUR/GBP	+ 10%	18	(10)	80	22
GBP/USD	+ 10%	7	-	21	-

(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 et de GDF SUEZ Energy Management Trading. Les missions de ces sociétés contrôlées à 100% par le Groupe consistent à (i) accompagner les entités du Groupe dans l'optimisation de leur portefeuille d'actifs, (ii) concevoir et mettre en œuvre des solutions de gestion des risques d'évolution des prix des énergies, (iii) développer ses activités en propre.

Le chiffre d'affaires des activités de trading s'est élevé à 243 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 258 millions d'euros en 2012).

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. 2013	2013 moyenne ⁽¹⁾	Maximum 2013 ⁽²⁾	Minimum 2013 ⁽²⁾	2012 moyenne ⁽¹⁾
Activités de trading	2	3	6	1	4

(1) Moyenne des *VaR* quotidiennes.

(2) Maximum et minimum observés des *VaR* quotidiennes en 2013.

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 2013 et 2012 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	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>	878	1 490	(1 010)	(1 801)	737	1 545	(724)	(1 548)
<i>Couverture de flux de trésorerie</i>	152	348	(202)	(439)	273	614	(256)	(551)
<i>Autres instruments financiers dérivés</i>	726	1 142	(808)	(1 363)	464	931	(467)	(996)
Instruments financiers dérivés afférents aux activités de <i>trading</i>	-	2 155	-	(1 902)	-	2 610	-	(2 412)
TOTAL	878	3 645	(1 010)	(3 704)	737	4 155	(724)	(3 960)

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. 2013				31 déc. 2012			
	Actifs		Passifs		Actifs		Passifs	
	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant	Non courant	Courant
Gaz naturel	23	69	(26)	(100)	33	157	(30)	(144)
Électricité	105	235	(110)	(181)	165	266	(129)	(217)
Charbon	-	11	(39)	(89)	6	17	(42)	(75)
Pétrole	2	30	(3)	(17)	20	158	(19)	(76)
Autres	22	3	(24)	(51)	49	16	(36)	(39)
TOTAL	152	348	(202)	(439)	273	614	(256)	(551)

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

MONTANTS NOTIONNELS (NETS) ⁽¹⁾

	Unité	Total au 31 déc. 2013	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Gaz naturel	GWh	(51 804)	(44 593)	(10 641)	3 116	314	-	-
Électricité	GWh	(12 697)	(15 031)	703	1 301	331	-	-
Charbon	Milliers de tonnes	5 733	3 935	1 678	120	-	-	-
Produits pétroliers	Milliers de barils	6 482	6 279	295	(93)	-	-	-
Droits d'émission de gaz à effet de serre	Milliers de tonnes	374	354	20	-	-	-	-

(1) Position acheteuse/(position vendeuse).



Au 31 décembre 2013, une perte de 83 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres (contre une perte de 127 millions d'euros en 2012). Un gain de 163 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2013 (contre un gain de 393 millions d'euros en 2012).

Les gains et pertes relatifs à la partie inefficace des couvertures sont enregistrés en compte de résultat. Au titre de 2013, un gain de 2 millions d'euros a été enregistré (contre une perte de 29 millions d'euros en 2012).

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

16.1.3.1 Instruments financiers par devise

La ventilation par devise de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	65%	69%	63%	66%
USD	12%	13%	12%	14%
GBP	10%	4%	8%	3%
Autres devises	13%	14%	17%	17%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
EUR	62%	67%	62%	65%
USD	14%	15%	13%	16%
GBP	12%	5%	8%	3%
Autres devises	12%	13%	17%	16%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.3.2 Analyse de sensibilité au risque de change

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

Pour le risque de change, la sensibilité correspond à une variation 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

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 euros, 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, États-Unis et sur les actifs considérés en base «dollarisée».

que la devise fonctionnelle des sociétés les portant dans leur état de situation financière et dans la mesure où ces passifs n'ont pas été qualifiés de couvertures d'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 24 millions d'euros.

Impact sur les capitaux propres

Pour les instruments financiers (dettes et dérivés) qualifiés de couvertures d'investissement net, une variation uniforme défavorable de 10% des devises contre euro a un impact de 619 millions d'euros en capitaux propres. 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 2013, le Groupe dispose d'un portefeuille de couvertures optionnelles (*caps*) le protégeant contre une hausse des taux courts euros, dollars américains et livres sterling.

En 2013, afin de protéger le taux des refinancements d'une partie de sa dette, le Groupe a mis en place des couvertures de taux à départ *forward* 2014, 2016 et 2018, sur des maturités 5, 10 et 20 ans.

16.1.4.1 Instruments financiers par type de taux

La ventilation par type de taux de l'encours des dettes financières et de l'endettement net, avant et après prise en compte des instruments dérivés de couverture, est présentée dans les tableaux ci-dessous :

ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	38%	38%	38%	39%
Taux fixe	62%	62%	62%	61%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

ENDETTEMENT NET

	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés	Avant impact des dérivés	Après impact des dérivés
Taux variable	19%	19%	21%	22%
Taux fixe	81%	81%	79%	78%
TOTAL	100%	100%	100%	100%

16.1.4.2 Analyse de sensibilité au risque de taux d'intérêt

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

Pour le risque de taux d'intérêt, la sensibilité correspond à une variation de la courbe de taux de plus ou moins 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 pour impact une augmentation de la charge nette d'intérêt de 57 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 57 millions d'euros.

Une augmentation de 1% des taux d'intérêt (uniforme pour toutes les devises) appliquée aux dérivés non qualifiés de couverture générerait un gain de 210 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 249 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 (uniforme pour toutes les devises) générerait, sur les capitaux propres, un gain de 425 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 527 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 présentés ci-après :

DÉRIVÉS DE CHANGE

En millions d'euros	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	-	-	64	1 953
Couverture de flux de trésorerie	(203)	3 933	(36)	4 101
Couverture d'investissement net	101	6 269	65	6 288
Dérivés non qualifiés de couverture	88	11 167	(38)	13 881
TOTAL	(14)	21 369	55	26 222

DÉRIVÉS DE TAUX

En millions d'euros	31 déc. 2013		31 déc. 2012	
	Juste valeur	Nominal	Juste valeur	Nominal
Couverture de juste valeur	107	4 579	804	6 546
Couverture de flux de trésorerie	(80)	7 219	(460)	4 568
Dérivés non qualifiés de couverture	190	35 957	(66)	28 239
TOTAL	217	47 755	279	39 353

Les justes valeurs présentées ci-dessus sont de signe positif dans le cas d'un actif et de signe négatif dans le cas d'un passif.

Le Groupe qualifie de couverture de juste valeur les instruments dérivés de change couvrant des engagements fermes libellés en devises, ainsi que les opérations de variabilisation de la dette.

Les couvertures de flux de trésorerie correspondent essentiellement à de la couverture de flux d'exploitation futurs en devises, ainsi qu'à de la couverture de dettes à taux variable.

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 2013, l'impact net des couvertures de juste valeur enregistré au compte de résultat représente une perte de 17 millions d'euros.

Couverture des flux de trésorerie

La maturité des instruments financiers dérivés de change et de taux d'intérêt entrant dans une relation de couverture de flux de trésorerie est la suivante :

Au 31 décembre 2013

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Juste valeur des dérivés par date de maturité	(283)	(35)	(61)	(32)	(57)	13	(112)

Au 31 décembre 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 décembre 2013, une perte de 363 millions d'euros est comptabilisée dans les capitaux propres.

Un gain de 5 millions d'euros est reclassé de capitaux propres vers le compte de résultat en 2013.

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures de flux de trésorerie représente un gain de 12 millions d'euros.

Couverture d'investissement net

La part inefficace comptabilisée en résultat au titre des couvertures d'investissement net représente une perte de 7 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).

16.2.1 Activités opérationnelles

Le risque de contrepartie lié aux activités opérationnelles est géré via des mécanismes standards de type garanties de tiers, accords de «*netting*», appels de marge, via l'utilisation d'instruments de couverture dédiés, ou via le recours à des procédures de prépaiements et de recouvrement adaptées, en particulier pour la clientèle de masse.

Le Groupe a défini une politique qui délègue aux 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 Énergie (CRME) assure une consolidation et un suivi trimestriel des expositions sur les principales contreparties énergie du Groupe et s'assure du respect des limites Groupe fixées pour ces contreparties.

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

CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS

En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà de 1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2013	873	268	266	1 407	1 163	19 668	22 238
Au 31 décembre 2012	1 273	373	335	1 981	1 452	22 646	26 079

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 termes de concentration de crédit.

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. 2013		31 déc. 2012	
	Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽³⁾	Total
Exposition brute ⁽¹⁾	4 080	4 523	4 617	4 893
Exposition nette ⁽²⁾	900	1 063	1 418	1 575
% de l'exposition crédit des contreparties « <i>Investment Grade</i> »	84,7%		90,0%	

(1) Correspond à l'exposition maximale, c'est-à-dire la valeur des dérivés positionnés à l'actif du bilan (juste valeur positive).

(2) Après prise en compte des positions passives avec les mêmes contreparties (juste valeur négative), du collatéral, d'accords de compensation et d'autres techniques de rehaussement de crédit.

(3) Sont incluses dans la colonne «*Investment Grade*» les opérations avec des contreparties dont la notation minimale est respectivement BBB- chez Standard & Poor's, Baa3 chez Moody's, ou un équivalent chez Dun & Bradstreet. L'«*Investment Grade*» est également déterminé à partir d'un outil de notation interne déployé dans le Groupe et portant sur les principales contreparties.



16.2.2 Activités financières

Concernant ses activités financières, le Groupe a mis en place des procédures de gestion et de contrôle du risque basées d'une part sur l'habilitation des contreparties en fonction de leurs *ratings* externes, d'éléments objectifs de marché (*credit default swap*, capitalisation boursière) et de leurs surfaces financières et d'autre part, sur des limites de risque de contrepartie.

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

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

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

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

PRÊTS ET CRÉANCES AU COÛT AMORTI (HORS CRÉANCES CLIENTS ET AUTRES DÉBITEURS)

En millions d'euros	Actifs non dépréciés échus à la date de clôture				Actifs dépréciés	Actifs non dépréciés non échus	Total
	0-6 mois	6-12 mois	Au-delà de 1 an	Total	Total	Total	
Au 31 décembre 2013	20	9	98	128	295	3 221	3 644
Au 31 décembre 2012	10	11	98	119	408	4 982	5 509

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 - 264 millions d'euros, - 1 million d'euros et 68 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre - 385 millions d'euros, - 2 millions d'euros et 49 millions d'euros au 31 décembre 2012). L'évolution de ces éléments est présentée en Note 15.1.2 «Prêts et créances au coût amorti».

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

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

Au 31 décembre 2013, le total des encours exposés au risque crédit est de 9 542 millions d'euros.

En millions d'euros	31 déc. 2013				31 déc. 2012			
	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾	Total	Investment Grade ⁽²⁾	Sans notation ⁽³⁾	Non Investment Grade ⁽³⁾
Exposition ⁽¹⁾	9 542	93,0%	6,0%	1,0%	12 046	91,0%	8,0%	1,0%

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

(2) Contreparties dont la notation minimale est BBB- chez Standard & Poors ou Baa3 chez Moody's.

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

Par ailleurs au 31 décembre 2013, aucune contrepartie ne représentait plus de 27% 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 termes d'investissements et désinvestissements et des *stress tests* sur les appels de marge mis en place lors de la négociation de dérivés sur matières premières, de taux et de change.

Le Groupe centralise la quasi-totalité des besoins et des excédents de trésorerie des sociétés contrôlées, ainsi que la majorité de leurs besoins de financement externes à moyen et long 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 ont conduit le Groupe à renforcer sa politique d'investissement avec un objectif d'extrême liquidité et de protection du capital investi (au 31 décembre 2013, 98% de la trésorerie centralisée était investie en dépôts bancaires au jour le jour ou en OPCVM monétaires réguliers à liquidité jour), et un suivi quotidien des performances et des risques de contrepartie sur ces deux types d'investissements, permettant une réactivité immédiate.

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

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

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

Au 31 décembre 2013, les ressources bancaires représentent 26% de la dette brute (hors découverts bancaires, coût amorti et effet des dérivés), le reste étant principalement financé par le marché des capitaux (dont 23 040 millions d'euros de dettes obligataires, soit 60% de la dette brute).

Les encours d'émission de papier à court terme représentent 14% de la dette brute et s'élèvent à 5 187 millions d'euros au 31 décembre 2013. Ces programmes sont utilisés de manière conjoncturelle ou structurelle pour financer les besoins à court terme du Groupe en raison de leur coût attractif et de leur liquidité. La totalité des encours est toutefois adossée à des facilités bancaires confirmées afin que le Groupe puisse continuer à se financer dans le cas où l'accès à cette source de financement viendrait à se tarir.

La trésorerie, composée de la trésorerie et équivalents de trésorerie et des actifs financiers qualifiants et désignés à la juste valeur par résultat s'élève à 9 426 millions d'euros au 31 décembre 2013 dont 80% 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 14 184 millions d'euros au 31 décembre 2013, dont 13 488 millions d'euros de lignes disponibles et non tirées. 92% des lignes de crédit totales et 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.

Au 31 décembre 2013, sept entités du Groupe dont la dette est consolidée ne respectent pas un *covenant* figurant dans leur documentation financière, toutefois aucun défaut n'a été invoqué par les contreparties ; des *waivers* sont en cours de discussion ou déjà octroyés. En janvier 2014, des prêteurs d'une de ces entités ont invoqué un *event of default* avec l'intention de négocier un *financial standstill*. Ces non-respects sont sans impact sur les lignes accessibles au Groupe.



16.3.1 Flux contractuels non actualisés relatifs aux activités financières

Au 31 décembre 2013, les flux contractuels non actualisés sur l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et appels de marge par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Emprunts obligataires	23 040	1 775	1 808	2 396	2 759	2 032	12 269
Billets de trésorerie	5 187	5 187	-	-	-	-	-
Tirages sur facilités de crédit	696	34	12	11	19	10	609
Emprunts sur location-financement	503	105	75	75	75	66	108
Autres emprunts bancaires	8 121	1 553	1 278	613	991	775	2 913
Autres emprunts	613	74	52	56	157	12	263
Découverts bancaires et comptes courants de trésorerie	573	573	-	-	-	-	-
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	38 734	9 302	3 224	3 152	4 001	2 895	16 160
Actifs liés au financement	(91)	(14)	(1)	(2)	(1)	-	(73)
Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat	(735)	(735)	-	-	-	-	-
Trésorerie et équivalents de trésorerie	(8 691)	(8 691)	-	-	-	-	-
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	29 217	(138)	3 223	3 150	4 000	2 895	16 087

AU 31 DÉCEMBRE 2012

<i>En millions d'euros</i>	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
ENCOURS DES DETTES FINANCIÈRES	54 658	10 277	4 955	3 487	4 422	4 967	26 550
Actifs liés au financement, Actifs financiers qualifiant et désignés à la juste valeur par résultat et Trésorerie et équivalents de trésorerie	(11 933)	(11 875)	-	-	-	(1)	(58)
ENDETTEMENT NET HORS COÛT AMORTI, EFFETS DES INSTRUMENTS FINANCIERS DÉRIVÉS ET CASH COLLATÉRAL	42 725	(1 598)	4 955	3 487	4 422	4 966	26 492

Au 31 décembre 2012, la contribution de SUEZ Environnement à l'encours des dettes financières et à l'endettement net hors coût amorti, effets des instruments financiers dérivés et cash collatéral, s'élevait à 9 516 millions d'euros et 7 254 millions d'euros respectivement.

Au 31 décembre 2013, les flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières par date de maturité sont les suivants :

AU 31 DÉCEMBRE 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Flux contractuels d'intérêts non actualisés sur l'encours des dettes financières	13 140	1 268	1 151	1 058	988	853	7 821

AU 31 DÉCEMBRE 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 décembre 2012, SUEZ Environnement contribuait à hauteur de 3 384 millions d'euros au flux contractuels d'intérêt non actualisés sur l'encours des dettes financières.



Au 31 décembre 2013, les flux contractuels non actualisés sur l'encours des dérivés (hors matières premières) enregistrés au passif et à l'actif par date de maturité sont les suivants (montants nets) :

AU 31 DÉCEMBRE 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Dérivés (hors matières premières)	(783)	(134)	(113)	(83)	-	(51)	(401)

AU 31 DÉCEMBRE 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 décembre 2012, SUEZ Environnement contribuait à hauteur de - 166 millions d'euros au flux contractuels d'intérêt non actualisés sur l'encours des dérivés.

Afin de refléter au mieux la réalité économique des opérations, les flux liés aux dérivés enregistrés au passif et à l'actif présentés ci-dessus correspondent à des positions nettes.

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

AU 31 DÉCEMBRE 2013

<i>En millions d'euros</i>	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Programme de facilités de crédit confirmées non utilisées	13 488	2 400	4 899	1 245	152	4 555	237

AU 31 DÉCEMBRE 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

Parmi ces programmes disponibles, 4 839 millions d'euros sont affectés à la couverture des billets de trésorerie émis.

Au 31 décembre 2012, les facilités de crédit de SUEZ Environnement représentaient 1 993 millions d'euros.

Au 31 décembre 2013, aucune contrepartie ne représentait plus de 6% 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 LIQUIDITÉ

En millions d'euros	Total	2014	2015	2016	2017	2018	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 820)	(1 792)	(730)	(220)	(23)	(10)	(45)
afférents aux activités de trading	(1 903)	(1 903)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 391	1 489	632	192	31	22	26
afférents aux activités de trading	2 155	2 155	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2013	(177)	(51)	(98)	(28)	8	11	(19)

En millions d'euros	Total	2013	2014	2015	2016	2017	Au-delà de 5 ans
Instruments financiers dérivés passifs							
afférents aux activités de portfolio management	(2 284)	(1 551)	(515)	(142)	(29)	(13)	(35)
afférents aux activités de trading	(2 411)	(2 411)	-	-	-	-	-
Instruments financiers dérivés actifs							
afférents aux activités de portfolio management	2 308	1 557	510	171	2	41	27
afférents aux activités de trading	2 609	2 609	-	-	-	-	-
TOTAL AU 31 DÉCEMBRE 2012	222	204	(5)	29	(27)	28	(8)

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, Énergie Europe et Energy International (exprimés en TWh).

En TWh	Total au 31 déc. 2013	2014	2015-2018	Au-delà de 5 ans	Total au 31 déc. 2012
Achats fermes	(8 472)	(1 179)	(2 873)	(4 421)	(8 980)
Ventes fermes	1 578	426	545	607	1 993

16.3.4 Risque sur actions

Au 31 décembre 2013, les titres disponibles à la vente détenus par le Groupe s'élèvent à 3 015 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 114 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 ÉLÉMENTS SUR CAPITAUX PROPRES

17.1 Éléments sur capital social

	Nombre d'actions			Valeur (en millions d'euros)		
	Total	Actions propres	En circulation	Capital social	Primes	Actions propres
AU 31 DÉCEMBRE 2011	2 252 636 208	(38 883 494)	2 213 752 714	2 253	29 716	(930)
Émission	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 DÉCEMBRE 2012	2 412 824 089	(55 533 833)	2 357 290 256	2 413	32 207	(1 206)
Achats et ventes d'actions propres		2 990 812	2 990 812			97
AU 31 DÉCEMBRE 2013	2 412 824 089	(52 543 021)	2 360 281 068	2 413	32 207	(1 109)

La baisse du nombre d'actions propres durant l'exercice 2013 résulte :

- ▶ des acquisitions nettes réalisées sur le contrat de liquidité pour 0,3 million d'actions propres ;
- ▶ et des livraisons d'actions propres à hauteur de 3 millions d'actions dans le cadre des plans d'options d'achat d'actions ou d'attributions gratuites d'actions. Aucun rachat d'action dans ce cadre n'a été effectué sur l'exercice 2013 (cf. Note 17.3 «Actions propres»).

Les variations du nombre d'actions durant l'exercice 2012 résultaient :

- ▶ des levées d'options de souscription d'actions à hauteur de 4,6 millions d'actions ;
- ▶ des acquisitions nettes d'actions réalisées à hauteur de 16,7 millions d'actions ;
- ▶ du versement en actions d'une partie du solde du dividende au titre de l'exercice 2011 et d'une partie de l'acompte sur dividende au titre de l'exercice 2012. Au total, 767 millions d'euros en numéraire et 2 594 millions d'euros en actions ont été versés, entraînant l'émission de 155 583 181 actions nouvelles.

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 souscription d'actions en vigueur au 31 décembre 2013 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 10,1 millions au 31 décembre 2013.

Les attributions effectuées dans le cadre de plans d'actions gratuites et des plans d'actions de performance ainsi que les attributions d'options d'achat d'actions décrites dans la Note 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 2013. 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 9,6 milliards d'euros tandis que le prix acquitté devra être inférieur à 40 euros par action, hors frais d'acquisition.

Au 31 décembre 2013, le Groupe détient 52,5 millions d'actions propres dont 45,3 millions en couverture des engagements du Groupe en matière d'attribution d'actions aux salariés et mandataires sociaux et 7,2 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 d'actions.



17.4 Autres informations sur les primes et réserves consolidées

Les primes et réserves consolidées (y compris le résultat de l'exercice), qui s'élevaient à 47 857 millions d'euros au 31 décembre 2013, 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 - 1 301 millions d'euros au 31 décembre 2013 (- 1 991 millions d'euros au 31 décembre 2012) ainsi que les impôts différés liés à ces pertes et gains actuariels soit 432 millions d'euros au 31 décembre 2013 (644 millions d'euros au 31 décembre 2012).

Les primes et réserves distribuables de la société GDF SUEZ SA s'élevaient à 40 747 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 43 623 millions d'euros au 31 décembre 2012).

17.5 Dividendes

Le tableau ci-après présente les dividendes et acomptes sur dividendes versés par GDF SUEZ SA au cours des exercices 2012 et 2013.

	Montant réparti <i>(en millions d'euros)</i>	Dividende net par action <i>(en euros)</i>
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	-
Solde du dividende au titre de 2012 (payé le 30 avril 2013)	1 580	0,67
Au titre de l'exercice 2013		
Acompte (payé le 20 novembre 2013)	1 959	0,83

Dividendes proposés au titre de l'exercice 2013

Il sera proposé à l'Assemblée Générale du Groupe GDF SUEZ statuant sur les comptes de l'exercice clos le 31 décembre 2013 de verser un dividende unitaire de 1,50 euro par action soit un montant total de 3 540 millions d'euros sur la base du nombre d'actions en circulation au 31 décembre 2013. Un acompte de 0,83 euro par action sur ce dividende a déjà été versé le 20 novembre 2013 soit 1 959 millions d'euros.

La contribution additionnelle de 3%, instaurée par la loi de Finances 2012, réglée au titre des dividendes et acompte distribués respectivement en avril et novembre 2013 s'élève à 106 millions d'euros.

Sous réserve d'approbation par l'Assemblée Générale, le dividende, net de l'acompte versé, sera mis en paiement le 6 mai 2014, et n'est pas reconnu en tant que passif dans les comptes au 31 décembre 2013, les états financiers à fin 2013 étant présentés avant affectation.

17.6 Total gains et pertes reconnus en capitaux propres (part du Groupe)

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Actifs financiers disponibles à la vente	415	460
Couverture d'investissement net	245	(82)
Couverture de flux de trésorerie (hors matières premières)	(237)	(690)
Couverture de flux de trésorerie (sur matières premières)	(40)	215
Impôts différés sur éléments ci-dessus	(39)	143
Quote-part des entreprises associées sur éléments recyclables, net d'impôt	(193)	(288)
Écarts de conversion	(1 357)	235
TOTAL ÉLÉMENTS RECYCLABLES	(1 204)	(6)
Pertes et gains actuariels	(1 265)	(1 960)
Impôts différés sur pertes et gains actuariels	424	641
Quote-part des entreprises associées sur éléments non recyclables sur pertes et gains actuariels, net d'impôt	(29)	(29)
TOTAL ÉLÉMENTS NON RECYCLABLES	(870)	(1 347)
TOTAL	(2 074)	(1 354)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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 Émission de titres super-subordonnés

Dans le cadre de ses opérations de financements courantes, le Groupe a effectué une émission hybride subordonnée perpétuelle en euros et en livres sterling au cours de l'année 2013.

GDF SUEZ SA a lancé le 3 juillet 2013 une émission de titres super-subordonnés à durée indéterminée. Cette transaction, qui a permis au Groupe de lever un montant équivalent à 1,7 milliard d'euros, a été réalisée en trois tranches offrant un coupon moyen de 4,4% :

- ▶ une tranche de 600 millions d'euros portant un coupon de 3,875% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2018 ;
- ▶ une tranche de 750 millions d'euros portant un coupon de 4,750% avec une option annuelle de remboursement à partir de juillet 2021 ;
- ▶ une tranche de 300 millions de livres sterling portant un coupon de 4,625% avec une option annuelle de remboursement à partir de janvier 2019.

Conformément aux dispositions d'IAS 32 - Instruments financiers - Présentation, et compte tenu de leurs caractéristiques, ces instruments sont comptabilisés en capitaux propres dans les états financiers consolidés du Groupe, pour un montant total de 1 657 millions d'euros.

17.8 Participations ne donnant pas le contrôle

En 2013, les participations ne donnant pas le contrôle sont principalement impactées par la perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»). La valeur comptable des participations ne donnant pas le contrôle décomptabilisée à l'issue de cette perte de contrôle s'élève à 5 152 millions d'euros.

En 2012, le Groupe avait 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'élevait à 5 841 millions d'euros.

17.9 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. À cette fin, il gère sa structure financière en tenant compte des éléments généralement retenus par ces agences, à savoir le profil opérationnel du Groupe, sa politique financière et un ensemble de ratios financiers. Parmi ceux-ci, un des ratios le plus souvent utilisé est celui qui reprend, au numérateur, les cash-flows opérationnels diminués des charges financières nettes et impôts 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 location simple.

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. 2012	Dotations	Reprises pour utilisation	Reprises pour excédent	Variation de périmètre	Effet de la désactualisation	Écarts de change	Autres	31 déc. 2013
Avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages long terme ⁽¹⁾	5 600	260	(317)	1	(653)	179	(38)	(620)	4 412
Gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire	4 496	81	(30)	(499)	-	191	-	-	4 239
Démantèlement des installations ⁽²⁾	3 088	29	(8)	(5)	(16)	171	(10)	523	3 771
Reconstitution de sites	1 730	29	(26)	(11)	(571)	36	(64)	104	1 228
Litiges, réclamations et risques fiscaux	927	510	(338)	(75)	(142)	8	(26)	9	874
Autres risques	1 711	917	(407)	(19)	(455)	7	(15)	(82)	1 656
TOTAL PROVISIONS	17 551	1 827	(1 126)	(608)	(1 837)	591	(153)	(66)	16 179

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Dont 3 364 millions d'euros au 31 décembre 2013 de provisions pour démantèlement des installations nucléaires, contre 2 681 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Les variations de périmètre correspondent principalement au changement de méthode de consolidation de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

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 2013 sur les avantages postérieurs à l'emploi, qui sont comptabilisés en «Autres éléments du résultat global». Elle comprend également l'impact de la révision des provisions pour démantèlement des centrales nucléaires (cf. 18.2 ci-dessous) et 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. 2013 Dotations nettes
Résultat des activités opérationnelles	(52)
Autres produits et charges financiers	591
Impôts	145
TOTAL	684

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, attribue à Synatom, filiale du Groupe, la gestion des provisions pour le démantèlement des centrales nucléaires et pour la gestion des matières fissiles irradiées dans ces centrales. Cette loi a organisé l'établissement d'une Commission des provisions nucléaires dont la mission est de contrôler le processus de constitution et la gestion de ces provisions. Cette Commission émet également des avis sur la révision du pourcentage maximal des fonds que Synatom peut prêter aux exploitants nucléaires ainsi que sur les catégories d'actifs dans lesquels Synatom peut investir la part des fonds qu'elle ne peut prêter aux exploitants nucléaires.

Pour permettre à la Commission des provisions nucléaires de remplir ses missions, conformément à la loi dont il est question ci-avant, Synatom est tenue de lui transmettre, tous les trois ans, un dossier décrivant les caractéristiques de base de la constitution de ces provisions.

Un nouveau dossier de réévaluation trisannuelle des provisions nucléaires a été transmis le 18 septembre 2013 par Synatom à la Commission des provisions nucléaires qui a rendu son avis le 18 novembre 2013, sur base de l'avis conforme émis par l'ONDRAF (Organisme National des Déchets Radioactifs et des Matières Fissiles enrichies).

Le dossier présente une mise à jour des caractéristiques de base des provisions : scénario industriel de gestion, programme et calendrier de mise en œuvre, analyses techniques détaillées (inventaires physiques et radiologiques), estimation du montant et échéancier des dépenses, taux d'actualisation.

La mise à jour des analyses historiques et prospectives des taux de référence à long terme a conduit le Groupe à réviser à la baisse le taux d'actualisation à 4,8% (2,0% de taux d'inflation et 2,8% de taux réel), par rapport à 5,0% précédemment.

Le dossier accepté par la Commission des provisions nucléaires maintient inchangée la stratégie de démantèlement par rapport au dossier de 2010 : démantèlement (i) immédiat après l'arrêt du réacteur, (ii) réalisé en série plutôt qu'unité par unité et (iii) complet («greenfield industriel»), permettant un usage industriel futur du terrain.

L'estimation des coûts a été mise à jour pour tenir compte de l'évolution des tarifs d'évacuation de l'ONDRAF, des retours d'expérience de démantèlement d'autres centrales, de la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Tihange 1 et de ses effets sur le séquençement des opérations pour l'ensemble du parc. Ces éléments se sont traduits par une augmentation des provisions pour le démantèlement de 445 millions d'euros. La contrepartie de cette augmentation consiste en un ajustement à l'actif de la composante démantèlement des unités de production, à amortir sur la durée résiduelle d'exploitation. L'impact immédiat sur le résultat est dès lors limité à la charge annuelle d'amortissement.

Pour l'aval du cycle, un scénario «mixte» a été retenu dans lequel une partie du combustible est retraitée (environ 25%), pour réutilisation dans les centrales belges du Groupe, et une autre partie (environ 75%) est évacuée directement, sans retraitement. L'approche précédemment retenue était celle du retraitement de la totalité du combustible irradié. Ce scénario n'est plus aujourd'hui industriellement pertinent en raison notamment des incertitudes sur la disponibilité future de capacités de retraitement suffisantes et de l'absence de réutilisation du combustible après l'arrêt des centrales.

Le scénario «mixte» approuvé par la Commission des provisions nucléaires conduit à une diminution de 499 millions d'euros de la provision pour aval du cycle, dont la contrepartie est comptabilisée dans le résultat des activités opérationnelles au 31 décembre 2013.

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.

L'évaluation des provisions intègre des marges pour aléas et risques afin de tenir compte du degré de maîtrise des techniques de démantèlement et de gestion du combustible. Ces marges sont estimées par le Groupe pour chaque catégorie de coût. Les marges pour aléas relatifs à l'évacuation des déchets sont déterminées par l'ONDRAF et intégrées dans ses tarifs.

Les provisions ont été établies au 31 décembre 2013 compte tenu du cadre contractuel et légal actuel qui fixe la durée d'exploitation des unités nucléaires à 50 ans pour Tihange 1 et à 40 ans pour les autres unités.

La loi du 18 décembre 2013, publiée au Moniteur belge du 24 décembre 2013, a autorisé la prolongation de 10 ans de la durée d'exploitation de Tihange 1, celle des autres unités demeurant inchangée à 40 ans. La Commission des provisions nucléaires a dès lors accepté l'intégration d'une durée d'exploitation de 50 ans de Tihange 1, mais a demandé qu'une présentation plus détaillée de la provision pour démantèlement lui soit communiquée avant le 30 juin 2014. Le Groupe n'anticipe pas de variation significative de la provision pour démantèlement suite à cette analyse.

À noter qu'une extension de la durée d'exploitation d'une ou de plusieurs des quatre unités nucléaires de seconde génération se traduirait par un report du calendrier des opérations de démantèlement sur ces unités. Il pourrait en résulter une articulation moins optimale des tâches par rapport au démantèlement de l'ensemble des unités du parc, dont l'effet serait toutefois compensé par un échéancier plus tardif des décaissements. La contrepartie d'une révision de ces provisions consisterait, sous certaines conditions, en un ajustement des actifs concernés à due concurrence.

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 scénarios peuvent être considérés pour la gestion du combustible irradié : soit une gestion basée essentiellement sur le retraitement, soit une gestion basée essentiellement sur le conditionnement, sans retraitement. Le gouvernement belge n'a, à ce jour, pas encore arrêté sa décision quant au scénario qui devra être suivi en Belgique.

Le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires est un scénario «mixte» : une partie du combustible, soit environ le quart du combustible total, est retraitée, pour réutilisation dans les centrales belges, et une autre partie est évacuée directement, sans retraitement.

Le Groupe constitue des provisions qui couvrent l'ensemble des coûts liés à ce scénario «mixte» : stockage sur site, transport, retraitement par un centre approuvé, conditionnement, entreposage et évacuation.

Les provisions pour aval du cycle sont déterminées sur la base des principes et paramètres suivants :

- ▶ les coûts d'entreposage comprennent essentiellement les coûts de construction et d'exploitation des piscines de même que les coûts d'achat des conteneurs. Ils sont principalement encourus entre 2013 et 2028 ;
- ▶ entre 2015 et 2025, une partie du combustible irradié est transférée pour retraitement, les opérations de retraitement étant réalisées entre 2016 et 2026. L'hypothèse retenue est la cession à des tiers du plutonium issu du retraitement ;
- ▶ le combustible irradié et non retraité est conditionné entre 2035 et 2052, ce qui nécessite la construction d'installations de conditionnement en fonction de critères d'acceptation émis par l'ONDRAF ;
- ▶ entre 2017 et 2053, les résidus du retraitement et le combustible irradié conditionné seront transférés à l'ONDRAF ;
- ▶ les opérations d'évacuation en couche géologique profonde, dont les coûts sont estimés par l'ONDRAF, devraient se dérouler entre 2085 et 2095 ;
- ▶ les principaux décaissements devraient s'étaler jusqu'en 2058 ;
- ▶ l'engagement à terme est calculé sur base de coûts internes estimés et de coûts externes évalués à partir d'offres reçues de tiers ou de propositions de tarifs émanant d'organismes indépendants ;



- ▶ le taux d'actualisation de 4,8% (taux réel de 2,8%, par rapport à 3,0% au 31 décembre 2012, et taux d'inflation de 2,0%) 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 la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Plus particulièrement, le cadre réglementaire belge actuel ne définit pas les modalités de gestion des déchets nucléaires. Suite à une résolution adoptée par la Chambre des Représentants en 1993, le retraitement du combustible irradié a été suspendu. Le scénario retenu repose sur l'hypothèse que le gouvernement belge autorisera Synatom à retraiter l'uranium et qu'un accord entre la Belgique et la France sera conclu aux fins de permettre à Areva d'effectuer ce retraitement.

Un scénario basé sur une évacuation directe des déchets, sans retraitement préalable, conduirait à une provision inférieure à celle résultant du scénario «mixte» approuvé par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le gouvernement belge n'a pas encore pris de décision quant à la gestion des déchets, soit en dépôt géologique profond, soit en entreposage de longue durée. Conformément à la Directive européenne, le gouvernement doit arrêter pour 2015 son plan de gestion du combustible irradié et des déchets radioactifs. L'hypothèse intégrée dans le scénario retenu par la Commission des provisions nucléaires se base sur le dépôt en couche géologique profonde, tel que préconisé dans le «plan déchets» de l'ONDRAF. Il n'y a, à ce jour, pas de site qualifié en Belgique mais l'ONDRAF estime être en mesure de confirmer, à l'horizon 2020, la capacité de l'argile de Boom à accepter les déchets issus du cycle du combustible nucléaire.

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 2,0% est appliqué jusqu'à la fin du démantèlement pour la détermination de la valeur future de l'engagement ;

- ▶ un taux d'actualisation de 4,8% (y compris 2,0% d'inflation) est appliqué pour la détermination de la valeur actuelle de l'engagement (NPV). Il est identique à celui retenu pour la provision pour la gestion de l'aval du cycle du combustible nucléaire ;
- ▶ la durée d'exploitation des unités nucléaires est de 50 ans pour Tihange 1 et de 40 ans pour les autres unités ;
- ▶ les opérations techniques de mise à l'arrêt définitif des installations se déroulent habituellement sur une période de 3 à 4 ans. Le début de ces opérations est fonction de l'unité concernée et du séquençement des opérations pour l'ensemble du parc. Elles sont immédiatement suivies de la phase de démantèlement qui s'échelonne sur une période de 9 à 13 ans ;
- ▶ la valeur actuelle de l'engagement au moment de la mise en service constitue le montant initial de la provision avec, en contrepartie, un actif d'un montant identique repris dans les immobilisations corporelles concernées. Cet actif est amorti sur la durée d'exploitation restante 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 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 la base des informations et estimations que le Groupe estime les plus adéquates à ce jour, et approuvées par la Commission des provisions nucléaires.

Par ailleurs, le scénario retenu repose sur un plan de démantèlement et des calendriers qui devront être approuvés par les autorités de sûreté nucléaire.

Les unités nucléaires sur lesquelles le Groupe détient un droit de capacité font également l'objet d'une provision à concurrence de la quote-part dans les coûts attendus de démantèlement qu'il doit supporter.

18.2.4 Sensibilité

Sur base des paramètres actuellement applicables en matière de coûts estimés et du calendrier des décaissements, une variation du taux d'actualisation de 10 points de base est susceptible d'entraîner une modification du solde des provisions pour démantèlement et traitement de l'aval du cycle du combustible nucléaire de l'ordre de 100 millions d'euros, à la hausse en cas de diminution du taux et à la baisse en cas d'augmentation du taux.

À noter qu'une évolution propre à la révision de la provision pour démantèlement n'aurait pas d'impact immédiat sur le résultat, la contrepartie consistant, sous certaines conditions, en un ajustement à due concurrence des actifs correspondants.

Il convient par ailleurs de préciser que les sensibilités, telles que présentées ci-dessus conformément aux prescrits normatifs, sont mécaniques et doivent s'analyser avec toutes les précautions d'usage compte tenu des nombreux autres paramètres, en partie interdépendants, intégrés dans l'évaluation. En outre, la périodicité de la révision par la Commission des provisions nucléaires, telle qu'instaurée légalement, permet d'assurer une correcte évaluation de l'ensemble de l'engagement.

18.3 Démantèlements relatifs aux autres installations

À 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'Énergie, les provisions pour démantèlement des infrastructures gaz en France ont une valeur actuelle quasi nulle.

18.4 Reconstitution de sites

18.4.1 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 POSTÉRIEURS À L'EMPLOI ET AUTRES AVANTAGES À LONG TERME

19.1 Description des principaux régimes de retraite

Les principaux régimes de retraite du Groupe sont commentés ci-dessous.

19.1.1 Régime spécial des Industries Électriques et Gazières (IEG) en France

Depuis le 1^{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 et du Budget.

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, 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.

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

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 termes de masse salariale au sein de la branche des IEG.

S'agissant d'un régime à prestations définies, le Groupe constitue une provision pour retraite au titre des droits spécifiques des agents des activités non régulées et des droits spécifiques acquis par les agents des activités régulées à compter du 1^{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. Le montant de la provision est susceptible d'évoluer en fonction du poids respectif des sociétés du Groupe au sein de la branche des IEG.

Les évaluations des engagements de retraites et des autres «engagements mutualisés» sont effectuées par la CNIEG.

Au 31 décembre 2013, la dette actuarielle «retraite» relative au régime spécial des IEG s'élève à 2,5 milliards d'euros contre 2,8 milliards d'euros au 31 décembre 2012.

La durée de la dette actuarielle «retraite» relative au régime des IEG est de 14 ans.



19.1.2 Convention de l'électricité et du gaz en Belgique

En Belgique, des conventions collectives régissent les droits du personnel des sociétés du secteur de l'électricité et du gaz, soit principalement Electrabel, Electrabel Customer Solutions (ECS), Laborelec et partiellement GDF SUEZ EMT Corporate.

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 préfinancés sont alimentés par des cotisations des salariés et des employeurs. Les cotisations des employeurs sont déterminées annuellement sur la base d'une expertise actuarielle.

La dette actuarielle relative à ces régimes représente environ 11% du total des engagements de retraite et autres au 31 décembre 2013. La durée moyenne de ces régimes est de 8 années.

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 2013.

La charge comptabilisée en 2013 au titre de ces régimes à cotisations définies s'élève à 20 millions d'euros contre 18 millions d'euros en 2012.

19.1.3 Régimes multi-employeurs

Certaines entités du Groupe voient leur personnel affilié à des régimes de retraite multi-employeurs.

Ces régimes prévoient une mutualisation des risques de telle sorte que le financement est assuré par un taux de cotisation déterminé uniformément pour toutes les sociétés affiliées, qui s'applique à la masse salariale.

C'est notamment le cas aux Pays-Bas, pour la plupart des entités dont le métier rend obligatoire l'affiliation à un régime sectoriel. Ces régimes sectoriels regroupent un nombre important d'employeurs, ce qui limite l'impact potentiel du défaut d'une société. En cas de défaut d'une société, les droits acquis sont maintenus dans un compartiment dédié. Ces droits acquis ne sont pas transférés aux autres participants. Des plans de refinancement peuvent être mis en place afin d'assurer l'équilibre des fonds.

Le Groupe GDF SUEZ comptabilise ces régimes multi-employeurs comme des régimes à cotisations définies.

La charge comptabilisée en 2013 au titre de ces régimes multi-employeurs s'élève à 94 millions d'euros contre 87 millions d'euros en 2012.

19.1.4 Autres régimes de retraite

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages retraite. En termes de coûts de financement des plans de retraite dans le Groupe, ceux-ci sont presque équitablement répartis entre financement de plans à prestations définies et financement de plans à cotisations définies.

Les principaux régimes de retraite hors France, Belgique et Pays-Bas concernent :

- ▶ le Royaume-Uni : la grande majorité des plans à prestations définies est fermée aux nouveaux entrants, et pour la plupart, à l'acquisition de droits futurs. Toutes les entités proposent un plan à cotisations définies. Les engagements de retraite du personnel des filiales d'International Power au Royaume-Uni sont couverts par le régime spécial des Industries des Fournisseurs d'Électricité (ESPS). Il s'agit d'un régime à prestations définies dont les actifs sont investis dans des fonds séparés. Depuis le 1^{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 Avantage en nature énergie

L'article 28 du statut national du personnel des Industries Électriques et Gazières prévoit que l'ensemble des agents (agents actifs et inactifs, sous conditions d'ancienneté) bénéficie d'un régime d'avantage en nature énergie intitulé «tarif agent».

Cet avantage recouvre la fourniture à ces agents d'électricité et de gaz à un tarif préférentiel. Les avantages dont bénéficieront les agents à la retraite constituent des avantages postérieurs à l'emploi à prestations définies. La population inactive bénéficiaire du tarif agent justifie d'au moins 15 années de service au sein des IEG.

En vertu des accords signés avec EDF en 1951, 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 soulte 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. La durée de l'engagement est de 19 ans.

19.2.1.2 Indemnités de fin de carrière

Les agents perçoivent dès leur départ en retraite (ou leurs ayants-droits en cas de décès pendant la phase d'activité de l'agent), une indemnité de fin de carrière progressive en fonction de leur ancienneté dans les IEG.

19.2.1.3 Rentes d'accidents du travail et de maladies professionnelles

Les salariés des IEG bénéficient de garanties permettant la réparation des accidents du travail et des maladies professionnelles. Les prestations couvrent l'ensemble des salariés et des ayants-droits d'un salarié décédé suite à un accident du travail, à un accident de trajet ou à une maladie professionnelle.

Le montant de l'engagement correspond à la valeur actuelle probable des prestations que percevront les bénéficiaires actuels compte tenu des éventuelles reversions.

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 DÉCEMBRE 2011	(5 209)	13	128
Impact IAS 19 Révisée	128	-	-
AU 1^{ER} JANVIER 2012 ⁽¹⁾	(5 081)	13	128
Différence de change	8	-	-
Variations de périmètre et autres	(25)	7	-
Pertes et gains actuariels	(650)	(2)	15
Charge de l'exercice	(546)	1	7
Plafonnement d'actifs	1	(4)	-
Cotisations/prestations payées	693	4	9
AU 31 DÉCEMBRE 2012 ⁽¹⁾	(5 600)	18	159
Différence de change	38	-	-
Variations de périmètre et autres	654	(5)	-
Pertes et gains actuariels	622	9	3
Charge de l'exercice	(548)	(4)	4
Plafonnement d'actifs	(1)	-	-
Cotisations/prestations payées	424	54	1
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(4 412)	72	167

(1) Les données comparatives au 1^{er} janvier 2012 et au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

19.2.2 Autres avantages consentis aux personnels du secteur de l'électricité et du gaz en Belgique

Les sociétés du secteur de l'électricité et du gaz accordent des avantages après la retraite tels que le remboursement de frais médicaux et des réductions sur les tarifs de l'électricité et du gaz ainsi que des médailles du travail et des régimes de prépension. À l'exception de «l'allocation transitoire» (prime de fin de carrière), ces avantages ne font pas l'objet de préfinancements.

19.2.3 Autres conventions

La plupart des autres sociétés du Groupe accordent également à leur personnel des avantages postérieurs à l'emploi (régimes de préretraite, couverture médicale, avantages en nature...), ainsi que d'autres avantages à long terme (médailles du travail et autres primes d'ancienneté...).

19.3 Plans à prestations définies

19.3.1 Montants présentés dans l'état de situation financière et l'état du résultat global

Conformément aux dispositions d'IAS 19, l'information présentée dans l'état de situation financière au titre des avantages postérieurs à l'emploi et autres avantages à long terme correspond à la différence entre la dette actuarielle (engagement brut), la juste valeur des actifs de couverture. Lorsque cette différence est positive, une provision est enregistrée (engagement net). Lorsque la différence est négative, un actif de régime est constaté dans l'état de situation financière dès lors que les conditions de comptabilisation d'un actif de régime sont satisfaites.



Les 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.

Les «Variations de périmètre et autres» en 2013 sont principalement liées à la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour 653 millions d'euros.

La charge de l'exercice comptabilisée dans le compte de résultat s'élève à 552 millions d'euros en 2013 (546 millions d'euros en

2012). Les composantes de cette charge de l'exercice relative aux régimes à prestations définies sont présentées dans la Note 19.3.4 «Composantes de la charge de l'exercice».

La zone Euro représente 93% des engagements nets du Groupe au 31 décembre 2013 (contre 89% au 31 décembre 2012).

Les écarts actuariels cumulés comptabilisés dans les capitaux propres s'élèvent à 1 416 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 2 282 millions d'euros au 31 décembre 2012.

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012⁽¹⁾
Solde d'ouverture	2 282	1 615
Pertes/(gains) actuariels générés sur l'exercice	(866)	667
SOLDE DE CLÔTURE	1 416	2 282

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

Le solde de clôture des écarts actuariels présenté ci-avant comprend les écarts de conversion ainsi que les écarts actuariels comptabilisés dans les sociétés mises en équivalence, pour 52 millions d'euros de pertes actuarielles en 2013 et 46 millions d'euros de pertes actuarielles

en 2012. 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 un gain actuariel de 633 millions d'euros en 2013 et une perte actuarielle de 656 millions d'euros en 2012.



19.3.2 Évolution des engagements et des actifs de couverture

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. 2013				31 déc. 2012 ⁽¹⁾			
	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total	Retraites ⁽²⁾	Autres avantages postérieurs à l'emploi ⁽³⁾	Avantages à long terme ⁽⁴⁾	Total
A - VARIATION DE LA DETTE ACTUARIELLE								
Dette actuarielle début de période	(7 738)	(2 688)	(537)	(10 963)	(6 814)	(2 418)	(524)	(9 756)
Coût normal	(278)	(45)	(42)	(365)	(267)	(38)	(42)	(347)
Charge d'intérêts sur la dette actuarielle	(252)	(90)	(16)	(358)	(300)	(97)	(21)	(418)
Cotisations versées	(15)	-	-	(15)	(15)	-	-	(15)
Modification de régime	(2)	-	-	(2)	(7)	-	-	(7)
Variations de périmètre	878	252	21	1 151	(9)	(8)	2	(16)
Réductions/cessations de régimes	4	2	-	6	4	8	15	26
Événements exceptionnels	(4)	(5)	-	(9)	(4)	(1)	-	(5)
Pertes et gains actuariels financiers	468	67	(9)	527	(760)	(247)	(5)	(1 012)
Pertes et gains actuariels démographiques	44	8	(2)	51	(20)	17	-	(4)
Prestations payées	358	100	54	512	387	99	48	534
Autres (dont écarts de conversion)	157	8	-	164	68	-	(11)	57
Dette actuarielle fin de période	A	(6 380)	(2 391)	(9 302)	(7 738)	(2 688)	(537)	(10 963)
B - VARIATION DES ACTIFS DE COUVERTURE								
Juste valeur des actifs de couverture en début de période	5 335	51	-	5 386	4 648	44	-	4 691
Produit d'intérêts des actifs de couverture	185	2	-	187	212	1	-	213
Pertes et gains actuariels financiers	42	2	-	44	354	4	-	359
Cotisations perçues	332	26	-	358	531	23	-	554
Variations de périmètre	(449)	(53)	-	(502)	(5)	3	-	(2)
Cessations de régimes	(2)	1	-	(1)	(4)	1	-	(4)
Prestations payées	(353)	(24)	-	(377)	(353)	(24)	-	(376)
Autres (dont écarts de conversion)	(130)	-	-	(130)	(48)	(1)	-	(49)
Juste valeur des actifs de couverture en fin de période	B	4 959	5	4 964	5 335	51	-	5 386
C - COUVERTURE FINANCIÈRE	A+ B	(1 421)	(2 385)	(531)	(4 338)	(2 637)	(537)	(5 577)
Plafonnement d'actifs	(1)	(1)	-	(2)	(3)	(1)	-	(4)
ENGAGEMENTS NETS DE RETRAITES		(1 422)	(2 386)	(531)	(4 340)	(2 406)	(2 638)	(5 581)
TOTAL PASSIF		(1 495)	(2 386)	(531)	(4 412)	(2 425)	(2 638)	(5 600)
TOTAL ACTIF		72	-	-	72	18	-	18

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Pensions de retraite et indemnités de départ en retraite.

(3) Avantage en nature énergie, régimes de prévoyance, gratuités et autres avantages postérieurs à l'emploi.

(4) Médailles du travail et autres avantages à long terme.

En 2013, les variations de périmètre résultent principalement de la perte de contrôle de SUEZ Environnement (1 156 millions d'euros sur la dette actuarielle et 502 millions d'euros sur les actifs de couverture).



19.3.3 Évolution des droits à remboursement

La juste valeur des droits à remboursement relatifs aux actifs de couverture gérés par Contassur évolue comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Juste valeur en début d'exercice	159	128
Produit d'intérêts des placements	5	7
Pertes et gains actuariels financiers	3	15
Rendement réel	7	22
Cotisations employeurs	22	28
Cotisations employés	2	2
Prestations payées	(22)	(21)
JUSTE VALEUR EN FIN D'EXERCICE	167	159

19.3.4 Composantes de la charge de l'exercice

Les charges constatées en 2013 et 2012 au titre des retraites et engagements assimilés à prestations définies sur l'exercice se décomposent comme suit :

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012 ⁽¹⁾
Coûts des services rendus de la période	365	347
Charge d'intérêts nette	171	205
Pertes et gains actuariels ⁽²⁾	11	5
Modifications de régimes	2	6
Profits ou pertes sur réductions, cessations, liquidations de régimes	(5)	(23)
Événements exceptionnels	9	5
TOTAL	552	545
Dont comptabilisés en Résultat Opérationnel Courant	381	340
Dont comptabilisés en résultat financier	171	205

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

(2) Sur avantages à long terme.

19.3.5 Politique et Stratégie de couverture des engagements

Lorsque les plans à prestations définies font l'objet d'une couverture financière, les actifs sont investis au travers de fonds de pensions et/ou de compagnies d'assurance. La répartition entre ces grandes catégories diffère pour chaque plan selon les pratiques d'investissement propres aux pays concernés. Les stratégies d'investissement des plans à prestations définies visent à trouver un bon équilibre entre le retour sur investissement et les risques associés.

Les objectifs d'investissement se résument ainsi : maintenir un niveau de liquidité suffisant afin de payer les pensions de retraites ou autres paiements forfaitaires ; et, dans un cadre de risque maîtrisé, atteindre un taux de rendement à long terme rémunérant le taux d'actualisation ou, le cas échéant, un taux 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 se référant 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 :

<i>En millions d'euros</i>	Dette actuarielle	Juste valeur des actifs de couverture	Plafonnement d'actifs	Total engagement net
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(5 419)	4 422	(1)	(998)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(497)	542	(1)	44
Plans non financés	(3 386)	-	-	(3 386)
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(9 302)	4 964	(2)	(4 340)
Plans dont les engagements sont supérieurs aux fonds	(7 323)	5 157	-	(2 166)
Plans dont les fonds sont supérieurs aux engagements	(220)	229	(4)	4
Plans non financés	(3 420)	-	-	(3 420)
AU 31 DÉCEMBRE 2012⁽¹⁾	(10 963)	5 386	(4)	(5 582)

(1) Les données comparatives au 31 décembre 2012 ont été retraitées du fait de l'application de la norme IAS19 Révisée (cf. Note 1.1.1).

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

<i>En %</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Actions	30	28
Obligations souveraines	19	26
Obligations privées	31	27
Actifs monétaires	11	10
Actifs immobiliers	3	3
Autres actifs	6	6
TOTAL	100	100

La part des actifs de couverture cotés sur un marché actif est de 100% au 31 décembre 2013.

Le rendement réel des actifs des entités participant au régime des IEG s'est établi à 7% en 2013.

Le rendement réel des actifs de couverture des entités belges du Groupe en 2013 s'est élevé à environ 4,5% en assurance de groupe et à 5% en fonds de pension.

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

<i>En %</i>	Europe	Amérique du Nord	Amérique Latine	Asie - Océanie	Reste du monde	Total
Actions	65	19	3	10	3	100
Obligations souveraines	68	-	30	2	-	100
Obligations privées	90	5	1	2	2	100
Actifs monétaires	87	4	5	3	1	100
Actifs immobiliers	84	-	4	12	-	100
Autres actifs	44	24	12	9	11	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	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
Taux d'actualisation	4,1%	3,8%	3,5%	3,3%	3,5%	3,1%	3,9%	3,6%
Taux d'inflation	2,2%	2,3%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%
Durée résiduelle de service	15 ans	14 ans	15 ans	15 ans	16 ans	16 ans	15 ans	15 ans

19.3.6.1 Taux d'actualisation et d'inflation

Le taux d'actualisation retenu est déterminé par référence au rendement, à la date de l'évaluation, des obligations émises par des entreprises de premier rang, pour une échéance correspondant à la durée de l'engagement.

Les taux ont été déterminés pour chaque zone monétaire (zone Euro et Royaume-Uni) 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'État.

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 14%.

Les taux d'inflation ont été déterminés pour chaque zone monétaire. Une variation du taux d'inflation de plus ou moins 1% entraînerait une variation de la dette actuarielle d'environ 12%.

19.3.6.2 Autres hypothèses

Les hypothèses d'augmentation des frais médicaux (inflation comprise) sont de 3%.

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	3	(2)
Effet sur les engagements de retraite	41	(31)

19.3.7 Estimation des cotisations employeurs à verser en 2014 au titre des plans à prestations définies

Le Groupe s'attend à verser, au cours de l'exercice 2014, des cotisations de l'ordre de 204 millions d'euros au profit de ses régimes à prestations définies, dont un montant de 104 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 2013, le Groupe a comptabilisé une charge de 123 millions d'euros au titre des plans à cotisations définies souscrits au sein du Groupe (153 millions d'euros en 2012). Ces cotisations sont présentées dans les «Charges de personnel» au compte de résultat.

NOTE 20 ACTIVITÉ EXPLORATION-PRODUCTION

20.1 Immobilisations d'Exploration-Production

Les immobilisations comptabilisées au titre de l'activité Exploration-Production se décomposent en trois catégories : les licences d'exploration-production, présentées en tant qu'immobilisations

incorporelles dans l'état de situation financière, les champs en développement (immobilisations en développement) et les champs en production (immobilisations de production), qui sont 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 2011	1 149	658	7 345	9 151
Acquisitions	3	564	137	705
Cessions	-	-	(62)	(62)
Écarts de conversion	(8)	21	185	198
Autres	(79)	(117)	239	43
Au 31 décembre 2012	1 066	1 125	7 845	10 036
Variations de périmètre	(19)	-	-	(19)
Acquisitions	38	596	234	868
Cessions	-	-	-	-
Écarts de conversion	(33)	(95)	(454)	(581)
Autres	(9)	(183)	224	32
AU 31 DÉCEMBRE 2013	1 043	1 443	7 849	10 336
B. AMORTISSEMENTS ET PERTES DE VALEUR CUMULÉS				
Au 31 décembre 2011	(382)	(3)	(2 522)	(2 907)
Cessions	-	-	58	58
Amortissements et pertes de valeur	(43)	-	(1 008)	(1 051)
Écarts de conversion	2	1	(47)	(44)
Autres	44	(37)	(11)	(5)
Au 31 décembre 2012	(379)	(40)	(3 530)	(3 950)
Variations de périmètre	19	-	-	19
Cessions	-	-	-	-
Amortissements et pertes de valeur	(15)	-	(687)	(702)
Écarts de conversion	9	1	171	182
Autres	5	3	(7)	-
AU 31 DÉCEMBRE 2013	(361)	(35)	(4 054)	(4 451)
C. VALEUR NETTE COMPTABLE				
Au 31 décembre 2012	686	1 085	4 315	6 086
AU 31 DÉCEMBRE 2013	682	1 408	3 795	5 885

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2013 comprend notamment les développements réalisés au cours de l'exercice sur le champ de Cygnus au Royaume-Uni (166 millions d'euros) et de Gudrun en Norvège (167 millions d'euros).

La ligne «Acquisitions» de l'exercice 2012 comprenait principalement les développements réalisés au cours de l'exercice, en particulier sur le champ de Gudrun en Norvège (169 millions d'euros).



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. 2013	31 déc. 2012
Valeur à l'ouverture	609	400
Coûts d'exploration de la période pré-capitalisés	194	331
Montants comptabilisés en charge de l'exercice	(142)	(64)
Autres	(62)	(58)
VALEUR À LA CLÔTURE	599	609

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 2013 et 2012 s'élèvent respectivement à 954 millions d'euros et 700 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 des centrales électriques de GDF SUEZ Energy International (essentiellement Enersur - Pérou) 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. 2013		Paiements minimaux de leasing au 31 déc. 2012	
	Valeur non actualisée	Valeur actualisée	Valeur non actualisée	Valeur actualisée
Au cours de la 1 ^{re} année	110	107	499	473
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	340	315	620	565
Au-delà de la 5 ^e année	112	81	423	322
TOTAL PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX	562	504	1 542	1 360

La diminution du total des paiements minimaux futurs au 31 décembre 2013 (valeur actualisée au bilan) s'explique principalement par la perte de contrôle de SUEZ Environnement (- 420 millions d'euros,

essentiellement sur les usines d'incinération de Novergie), ainsi que par la cession de la centrale de Red Hills (- 243 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).



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	504	105	291	108
Effet d'actualisation des remboursements futurs de la dette et charges financières futures	59	5	49	4
PAIEMENTS FUTURS MINIMAUX NON ACTUALISÉS	562	110	340	112

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 notamment au titre des centrales de cogénération destinées à Saudi Aramco (Tihama - Arabie Saoudite), Wapda (Uch - Pakistan), Bowin (Glow - Thaïlande), Solvay (Electrabel - Belgique) et Lanxess (Electrabel - Belgique).

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Paiements minimaux non actualisés	1 565	2 399
Valeur résiduelle non garantie revenant au bailleur	29	29
TOTAL INVESTISSEMENT BRUT	1 594	2 428
Produits financiers non acquis	395	798
INVESTISSEMENT NET (BILAN)	1 199	1 630
<i>dont valeur actualisée des paiements minimaux</i>	<i>1 179</i>	<i>1 608</i>
<i>dont valeur résiduelle non garantie actualisée</i>	<i>20</i>	<i>22</i>

La diminution de l'investissement net au 31 décembre 2013 (valeur au bilan) est principalement liée à la cession par le Groupe de 50% de son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal (- 347 millions d'euros) (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

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. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	165	183
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	536	619
Au-delà de la 5 ^e année	864	1 597
TOTAL	1 565	2 399



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 2013 et 2012 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Loyers minimaux	(1 104)	(1 107)
Loyers conditionnels	(25)	(60)
Revenus de sous-location	84	95
Charges de sous-location	(55)	(77)
Autres charges locatives	(248)	(320)
TOTAL	(1 348)	(1 468)

La perte de contrôle de SUEZ Environnement (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre») a un impact de 164 millions d'euros sur l'ensemble des charges et produits comptabilisés au titre des contrats de location simple.

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. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	617	886
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 478	1 923
Au-delà de la 5 ^e année	1 647	1 868
TOTAL	3 742	4 678

La diminution du total des paiements minimaux futurs au 31 décembre 2013 s'explique principalement par la perte de contrôle de SUEZ Environnement pour 900 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

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 2013 et 2012 se décomposent comme suit :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Loyers minimaux	671	842
Loyers conditionnels	89	111
TOTAL	760	953

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. 2013	31 déc. 2012
Au cours de la 1 ^{re} année	510	895
De la 2 ^e à la 5 ^e année comprise	1 529	3 056
Au-delà de la 5 ^e année	20	1 647
TOTAL	2 059	5 598

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»).

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.

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. En contrepartie de ces obligations, GDF SUEZ dispose du droit de facturer le service rendu soit à la collectivité concédante soit aux usagers. Ce droit se matérialise :

- ▶ soit par un actif incorporel ;
- ▶ soit par une créance pour les contrats du périmètre IFRIC 12 selon le modèle comptable applicable (cf. Note 1.4.7 «Concessions») ;
- ▶ soit par un actif corporel.

Le modèle corporel est utilisé par exemple, en France pour 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.

Le Groupe gère des contrats de concession au sens de SIC 29 principalement dans les domaines de la distribution de gaz, d'électricité, et de distribution de chaleur. La durée des contrats de concession varie généralement entre 10 et 30 ans en fonction principalement de l'importance des investissements à la charge du concessionnaire.

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.

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'Énergie (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 FONDÉS SUR DES ACTIONS

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

En millions d'euros	Note	Charge de la période	
		31 déc. 2013	31 déc. 2012
Plans de stock-options	24.1	9	25
Augmentations de capital réservées aux salariés	24.2	-	-
Share Appreciation Rights ⁽¹⁾	24.2	1	2
Plans d'attribution d'actions gratuites/de performance	24.3	83	84
Autres plans du Groupe		-	3
TOTAL		93	114

(1) Émis dans le cadre des augmentations de capital réservées aux salariés, dans certains pays.

24.1 Plans de stock-options

En 2013, comme en 2012, 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 2012 sont décrits dans les précédents Documents de Référence de SUEZ, puis de GDF SUEZ.



24.1.1 Historique des plans de stock-options en vigueur

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 31/12/2012	Levées	Annulées ou expirées	Solde à lever au 31/12/2013	Date d'expiration	Durée de vie restante
09/12/2005	27/04/2004	09/12/2009	22,8	2 251	1 352 000	5 664 034	-	5 664 034	-	08/12/2013	-
17/01/2007 ⁽¹⁾	27/04/2004	17/01/2011	36,6	2 173	1 218 000	5 704 906	-	32 873	5 672 033	16/01/2015	1,0
14/11/2007 ⁽¹⁾	04/05/2007	14/11/2011	41,8	2 107	804 000	4 434 260	-	22 588	4 411 672	13/11/2015	1,9
12/11/2008 ⁽¹⁾	16/07/2008	12/11/2012	32,7	3 753	2 615 000	6 119 554	-	43 920	6 075 634	11/11/2016	2,9
10/11/2009 ⁽¹⁾	04/05/2009	10/11/2013	29,4	4 036	-	5 007 175	-	46 830	4 960 345	09/11/2017	3,9
TOTAL					5 989 000	26 929 929	-	5 810 245	21 119 684		
Dont :											
						11 126 729	-	90 750	11 035 979		
						15 803 200	-	5 719 495	10 083 705		

(1) Plans exerçables au 31 décembre 2013.

Le cours moyen de l'action GDF SUEZ était de 16,37 euros en 2013.

24.1.2 Suivi du nombre d'options GDF SUEZ

	Nombre d'options	Prix d'exercice moyen (en euros)
Solde au 31 décembre 2012	26 929 929	32,3
Options annulées	(5 810 245)	23,1
Solde au 31 décembre 2013	21 119 684	34,9

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 ⁽¹⁾ (en euros)	Charge de la période (en millions d'euros)	
			31 déc. 2013	31 déc. 2012
12 novembre 2008	GDF SUEZ	9,3	-	13
10 novembre 2009	GDF SUEZ	6,0	6	8
2009-2010	SUEZ Environnement Company		3	5
TOTAL			9	25

(1) 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 2013. Les seuls impacts sur le résultat 2013 liés aux dispositifs d'augmentation de capital réservée aux salariés proviennent des SAR (y compris couverture par des warrants) mais sont non significatifs.

24.3 Actions gratuites et actions de performance

24.3.1 Nouvelles attributions réalisées en 2013

Plan d'actions de performance GDF SUEZ du 11 décembre 2013

Le Conseil d'Administration du 11 décembre 2013 a approuvé l'attribution de 2,8 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 2017, 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 2018, 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 2013 et janvier 2017 ;
- ▶ 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 2015 et 2016.

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 par GDF SUEZ en 2013.

<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
27 février 2013	14 mars 2015	14 mars 2017	14,4 €	1,5 €	8,0%	1,5 €	non	9,9 €
27 février 2013	14 mars 2016	14 mars 2018	14,4 €	1,5 €	8,0%	1,2 €	non	8,7 €
27 février 2013	14 mars 2017	14 mars 2017	14,4 €	1,5 €	8,0%	-	non	8,5 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 27 février 2013								9,2 €
11 décembre 2013	14 mars 2017	14 mars 2019	16,5 €	1,5 €	7,9%	0,8 €	oui ⁽¹⁾	6,5 €
11 décembre 2013	14 mars 2017	14 mars 2019	16,5 €	1,5 €	7,9%	1,1 €	oui ⁽²⁾	8,6 €
11 décembre 2013	14 mars 2018	14 mars 2018	16,5 €	1,5 €	7,9%	-	oui ⁽¹⁾	6,5 €
11 décembre 2013	14 mars 2018	14 mars 2018	16,5 €	1,5 €	7,9%	-	oui ⁽²⁾	8,6 €
Juste valeur moyenne pondérée du plan du 11 décembre 2013								7,6 €

(1) Plan à simple condition de performance.

(2) Plan à double condition de performance.

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 2013 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 2013 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. 2013	31 déc. 2012
Plans en titres GDF SUEZ				
<i>Plans d'actions gratuites</i>				
Plan d'abondement Spring août 2007	193 686	32,1	-	1
Plan SUEZ juin 2008	2 372 941	39,0	-	3
Plan GDF SUEZ juillet 2009	3 297 014	19,7	2	5
Plan d'abondement Link août 2010	207 947	19,4	1	1
Plan GDF SUEZ juin 2011	4 173 448	20,0	18	31
Plan GDF SUEZ octobre 2012	6 106 463	11,7	18	3
<i>Plans d'actions de performance</i>				
Plan GDF SUEZ novembre 2008	1 812 548	28,5	-	1
Plan GDF SUEZ novembre 2009	1 693 840	24,8	2	4
Plan Comex janvier 2010	348 660	18,5	-	1
Plan GDF SUEZ Trading mars 2010	51 112	21,5	-	-
Plan GDF SUEZ janvier 2011	3 426 186	18,1	18	18
Plan GDF SUEZ Trading mars 2011	57 337	23,3	-	1
Plan GDF SUEZ décembre 2011	2 996 920	11,3	10	10
Plan GDF SUEZ Trading février 2012	70 778	15,1	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2012	3 556 095	8,1	8	1
Plan GDF SUEZ Trading février 2013	94 764	9,2	-	-
Plan GDF SUEZ décembre 2013	2 801 690	7,6	-	-
Plans en titres SUEZ Environnement			6	7
			83	84

(1) Volume attribué, après éventuels ajustements liés à la fusion avec Gaz de France en 2008.

(2) Valeur moyenne pondérée le cas échéant.

NOTE 25 TRANSACTIONS AVEC DES PARTIES LIÉES

L'objet de la présente Note est de présenter les transactions significatives qui existent entre le Groupe et ses parties liées.

Les informations concernant les rémunérations des principaux dirigeants sont présentées dans la Note 26 «Rémunération des dirigeants».

Les principales filiales (sociétés consolidées en intégration globale) sont listées dans la Note 30 «Liste des principales sociétés consolidées au 31 décembre 2013». 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'État français et les sociétés participations de l'État français

25.1.1 Relations avec l'État français

Suite à la fusion entre Gaz de France et SUEZ le 22 juillet 2008, l'État détient 36,7% du capital de GDF SUEZ ainsi que quatre représentants sur dix-huit au Conseil d'Administration.

L'État dispose d'une action spécifique destinée à préserver les intérêts essentiels de la France, relatifs à la continuité ou la sécurité d'approvisionnement dans le secteur de l'énergie. Cette action spécifique confère à l'État, et de manière pérenne, le droit de s'opposer aux décisions 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 à long terme».



25.3 Transactions avec les coentreprises ou entreprises associées

25.3.1 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	-	48	-	1	-	-	-	-
Tirreno Power	118	99	-	9	-	12	-	-
Activités de production d'énergies au Portugal	-	-	-	-	32	-	-	-
WSW Energie und Wasser	3	30	-	6	-	16	-	4
Energia Sustentável do Brasil	-	-	-	-	55	-	-	1 894
Energieversorgung Gera GmbH	12	21	-	2	-	1	-	27
Zandvliet Power	17	3	1	1	-	-	3	-
Autres	86	57	5	43	63	27	12	135
TOTAL	236	258	6	62	150	56	15	2 060

Hormis les engagements hors bilan («Engagements et garanties donnés»), les données ci-dessus présentent les incidences des transactions avec les coentreprises sur les états financiers au 31 décembre 2013 ; 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 48 millions d'euros en 2013.

Tirreno Power (Italie)

GDF SUEZ détient 50% du capital de Tirreno Power. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 50%.

Les achats et ventes d'électricité à Tirreno Power s'élèvent respectivement à 118 et 99 millions d'euros en 2013.

Activités de production d'énergies au Portugal

À l'issue de la cession d'une participation de 50% dans son portefeuille d'actifs de production d'énergies au Portugal, les prêts accordés par le Groupe aux activités d'énergies éoliennes de ce portefeuille s'élèvent à 32 millions d'euros (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

WSW Energie und Wasser (Allemagne)

Les ventes d'électricité entre le Groupe et WSW Energie und Wasser se sont élevés à 30 millions d'euros en 2013.

Energia Sustentável do Brasil (Brésil)

GDF SUEZ détient 60% du capital de la société Energia Sustentável do Brasil au 31 décembre 2013. 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 2013, les actifs et passifs d'Energia Sustentável do Brasil ont été classés en tant qu'actifs destinés à être cédés (cf. Note 2 «Principales variations de périmètre»).

Au 31 décembre 2013, le montant des prêts accordés par la banque brésilienne de développement, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, à Energia Sustentável do Brasil s'élève à 3,2 milliards d'euros. Chaque partenaire garantit cette dette financière à hauteur de son pourcentage d'intérêt dans le consortium.

Energieversorgung Gera GmbH (Allemagne)

Energieversorgung Gera GmbH est détenu à 49,9% par GDF SUEZ. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 49,9%.

Les ventes et les achats de gaz entre le Groupe et Energieversorgung Gera GmbH se sont élevés à 21 et 12 millions d'euros au 31 décembre 2013.

Zandvliet Power (Belgique)

GDF SUEZ détient 50% du capital de Zandvliet Power. Le pourcentage de contrôle du Groupe s'élève à 50%.

Les achats d'électricité entre le Groupe et Zandvliet Power s'élèvent à 17 millions d'euros au 31 décembre 2013.

25.3.2 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 créiteurs	Dettes financières	Engagements et garanties donnés
SUEZ Environnement	-	8	-	47	-	24	13	11
Sociétés intercommunales	913	101	-	-	-	7	-	339
Contassur	-	-	-	167	-	-	-	-
Sociétés projets de la branche GDF SUEZ Energy International au Moyen-Orient	-	240	-	6	140	-	-	580
Paiton	-	-	-	-	291	-	-	-
Gaz de Strasbourg	-	82	-	-	14	-	-	-
Autres	39	3	-	1	25	2	-	187
TOTAL	952	434	-	221	470	33	13	1 117

SUEZ Environnement

Suite au non-renouvellement du pacte d'actionnaires de SUEZ Environnement Company, la participation détenue par le Groupe est dorénavant comptabilisée par mise en équivalence dans les états financiers consolidés à compter du 22 juillet 2013.

Les ventes d'énergies entre le Groupe et SUEZ Environnement s'élèvent à 8 millions d'euros au 31 décembre 2013. Les créances et dettes commerciales s'élèvent respectivement à 47 et 24 millions d'euros.

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 en 2011 et en 2012, 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 ne répertorie désormais que les transactions avec les intercommunales wallonnes.

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 865 millions d'euros au 31 décembre 2013 (contre 830 millions d'euros au 31 décembre 2012). Au 31 décembre 2013, les dettes fournisseurs envers les sociétés intercommunales mixtes wallonnes ne sont pas significatives.

Electrabel garantit à hauteur de 339 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 167 millions d'euros au 31 décembre 2013 contre 159 millions d'euros au 31 décembre 2012.

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 240 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 277 millions d'euros au 31 décembre 2012, 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 140 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 54 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Les garanties données par le Groupe à ces entités s'élèvent à 580 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 617 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Paiton (Indonésie)

Le Groupe détient 40,5% du capital de Paiton. Les prêts accordés par le Groupe à Paiton s'élèvent à 291 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 268 millions d'euros au 31 décembre 2012.

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 82 millions d'euros au 31 décembre 2013, contre 130 millions d'euros au 31 décembre 2012.



NOTE 26 RÉMUNÉRATION DES DIRIGEANTS

Les principaux dirigeants du Groupe sont les membres du Comité Exécutif et les administrateurs.

Le Comité Exécutif comporte 19 membres au 31 décembre 2013 contre 27 en 2012.

Leurs rémunérations se décomposent de la façon suivante :

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Avantages à court terme	30	37
Avantages postérieurs à l'emploi	4	6
Paiements fondés sur des actions	5	10
Indemnités de fin de contrat	7	5
TOTAL	46	58

NOTE 27 BESOIN EN FONDS DE ROULEMENT, AUTRES ACTIFS ET AUTRES PASSIFS

27.1 Réconciliation du besoin en fonds de roulement du tableau des flux avec les postes de l'état de situation financière

<i>En millions d'euros</i>	31 déc. 2012	Variation du BFR au tableau de flux	Autres impacts au tableau de flux inclus dans			Autres variations sans impact sur le tableau de flux			31 déc. 2013
			Impôt décaissé	Investissement	Financier	Juste valeur	Variation de périmètre	Autres variations	
Postes compris dans l'actif non courant	(7 610)	198	-	-	296	50	989	635	(5 442)
Postes compris dans l'actif courant	(45 378)	(776)	174	(112)	(70)	180	6 019	444	(39 520)
Postes compris dans le passif non courant	5 157	(192)	-	(3)	38	(425)	(790)	(340)	3 447
Postes compris dans le passif courant	40 394	584	(320)	(308)	85	329	(6 268)	(228)	34 267
TOTAUX	(7 438)	(186)	(146)	(424)	349	134	(49)	512	(7 248)

Les postes du besoin en fonds de roulement compris dans l'actif courant et non courant regroupent les clients, les stocks, les instruments financiers dérivés, les autres actifs et les prêts et créances au coût amorti.

Les postes du besoin en fonds de roulement compris dans le passif courant et non courant regroupent les fournisseurs et autres créanciers, les autres passifs financiers, les autres passifs et les instruments financiers dérivés.

27.2 Stocks

En millions d'euros	31 déc. 2013	31 déc. 2012
Stocks de gaz, nets	2 491	2 542
Quotas de CO ₂ , certificats verts et d'économie d'énergie, nets	331	350
Stocks de matières premières autres que le gaz et autres éléments stockés, nets	2 248	2 531
TOTAL	5 070	5 423

27.3 Autres actifs et autres passifs

Les autres actifs courants (8 229 millions d'euros) et les autres actifs non courants (723 millions d'euros) sont constitués principalement de créances fiscales.

Les autres passifs courants (13 606 millions d'euros) et les autres passifs non courants (1 345 millions d'euros) comprennent principalement des dettes fiscales et sociales.

NOTE 28 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 2013 s'élève à 874 millions d'euros contre 927 millions d'euros au 31 décembre 2012.

Les principaux litiges et arbitrages présentés ci-après sont comptabilisés en tant que passifs ou constituent, selon les cas, des passifs éventuels ou des actifs éventuels.

28.1 Litiges et arbitrages

28.1.1 Electrabel – État 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'énergie. Le différend porte notamment sur la résiliation du contrat long terme d'achat d'électricité, conclu le 10 octobre 1995, entre DUNAMENTI Eiríú (détenue à 74,82% par Electrabel) et MVM, société contrôlée par l'État hongrois (le «Contrat DUNAMENTI»). 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. La décision finale sur cette demande est reportée à 2016 afin de permettre au Tribunal Arbitral de juger sur base d'une évaluation précise des coûts échoués⁽¹⁾.

28.1.2 OPR sur Electrabel

À 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. La procédure d'échange de conclusions est en cours.

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.

28.1.3 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).

Après échange des mémoires, les audiences du Tribunal Arbitral se sont déroulées du 27 au 30 janvier 2014. La sentence devrait être rendue au cours du premier semestre 2014.

(1) Voir aussi Note 28.2.3 «Contrats à long terme en Hongrie».



28.1.4 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 PDG de La Compagnie du Vent. GDF SUEZ détient aujourd'hui 59% des titres 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 PDG. 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 principalement 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 PDG 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 PDG, SOPER demandant une expertise judiciaire à propos de certaines décisions de gestion afin d'en obtenir réparation, (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 et, (v) la procédure introduite le 16 mai 2013, par SOPER devant le Tribunal de Commerce de Paris, demandant à ce que GDF SUEZ ne puisse exercer les bons de souscription d'actions, aux conditions convenues dans le pacte d'associés en alléguant que GDF SUEZ aurait empêché La Compagnie du Vent de réaliser les niveaux de performance qui conditionnent leur exercice.

S'agissant de la 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. Le transfert de ces actions a été effectué le 18 février 2013. Le 26 avril 2013, SOPER a engagé une nouvelle procédure devant le Tribunal de Commerce de Paris pour obtenir l'annulation du rapport de l'expert et la nomination d'un nouvel expert pour fixer le prix des actions. L'affaire a été portée devant le Tribunal de Commerce de Créteil.

28.1.5 Gel des tarifs réglementés du gaz naturel en France

Litiges portant sur le gel des tarifs réglementés

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 a considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait 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'État pour excès de pouvoir.

L'arrêté ministériel du 26 septembre 2012 a fixé 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 a également considéré que cette évolution tarifaire ne lui permettait 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'État pour excès de pouvoir. Par ordonnance du 29 novembre 2012, le Conseil d'État a suspendu l'arrêté du 26 septembre 2012 et enjoint en outre aux ministres en charge de l'Énergie 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'État 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'État de prendre de nouveaux arrêtés corrigeant cette illégalité dans le délai d'un mois. Les conséquences financières de ces décisions du Conseil d'État et des nouveaux arrêtés tarifaires sont comptabilisées dans les états financiers de l'exercice 2013. Compte tenu de la décision du 30 janvier 2013 annulant l'arrêté du 26 septembre 2012 suite à la requête de l'ANODE, le Conseil d'État a rendu une ordonnance de non lieu à statuer sur la requête de GDF SUEZ qui était devenue sans objet.

Litiges portant sur la différenciation des tarifs réglementés entre les locaux ou non à usage d'habitation

Par arrêt du 2 octobre 2013, le Conseil d'État a annulé les articles 3 et 4 de l'arrêté tarifaire du 22 décembre 2011 qui fixait les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables entre le 1^{er} janvier 2012 et le 20 juillet 2012, date d'entrée en vigueur de l'arrêté suivant du 18 juillet 2012.

Le Conseil d'État a considéré que les clients résidentiels ou non résidentiels étaient dans des situations identiques au regard de la fourniture de gaz à tarif réglementé, en raison de l'absence de différence intrinsèque de coûts de fourniture entre ces deux catégories d'utilisateurs. Dès lors la seule justification possible devrait être fondée sur l'intérêt général. Or, le Conseil d'État a estimé qu'aucun moyen d'intérêt général suffisant n'a été établi par l'État pour justifier de cette différenciation.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai d'un mois un nouvel arrêté «fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans la présente décision». Autrement dit, le calcul des nouveaux barèmes doit à la fois tenir compte de l'absence de différenciation et de l'évolution des barèmes qui aurait dû intervenir en avril 2012. L'arrêté du 26 décembre 2013 a fixé en conséquence les nouveaux barèmes applicables du 1^{er} janvier au 19 juillet 2012.

Dans deux décisions du 30 décembre 2013, le Conseil d'État a annulé pour les mêmes motifs l'article 3 de l'arrêté tarifaire du 21 décembre 2012 et les arrêtés du 15 avril 2013 qui fixaient les barèmes des tarifs réglementés fournis à partir des réseaux publics de distribution et notamment des barèmes différenciés entre les locaux à usage d'habitation, et hors locaux à usage d'habitation. Sont concernés par cette décision les barèmes applicables du 20 juillet 2012 au 31 décembre 2012, et du 1^{er} semestre 2013.

Il a été fait injonction à l'État de prendre dans un délai de deux mois un nouvel arrêté fixant des barèmes conformes aux principes énoncés dans ces décisions. L'arrêté n'était pas encore pris à ce jour.

Litige portant sur le décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel

L'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) a introduit une requête demandant l'annulation du décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel devant le Conseil d'État en juillet 2013.

L'ANODE soutient que le dispositif des tarifs réglementés de vente de gaz naturel est contraire aux objectifs de la Directive 2009/73 CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, et à l'article 106 §1 du Traité sur le Fonctionnement de l'Union européenne.

28.1.6 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 auxiliaires.

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 *ex tunc* et *erga omnes* la décision de la CREG du 22 décembre 2011 dans son intégralité. Le 24 mai 2013, la CREG a formé un pourvoi en cassation contre l'arrêt de la Cour d'Appel de Bruxelles du 6 février 2013.

En conséquence et en l'absence de tarifs régulés, ELIA a déposé une nouvelle proposition tarifaire (couvrant la période 2012 à 2015), qui a été validée par la CREG le 16 mai 2013. Cette décision de la CREG fait toutefois l'objet d'une nouvelle procédure en annulation devant la Cour d'Appel de Bruxelles, introduite par Febeliec (association représentative des consommateurs industriels d'énergie) en date du 14 juin 2013. Electrabel est intervenue volontairement dans cette procédure afin de défendre les tarifs approuvés le 16 mai 2013 et a déposé ses conclusions le 30 octobre 2013.

28.1.7 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 Cour d'Appel a rendu son arrêt le 17 décembre 2013 et a confirmé la décision de première instance.

28.1.8 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'État 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 prolongation 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'État 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'État argentin dans la résiliation des contrats de concession d'eau et d'assainissement de Buenos Aires et de Santa Fe. La détermination définitive du montant de la réparation au titre des préjudices subis doit être fixée par des experts.

Un premier rapport d'expert portant sur la concession de Buenos Aires a été remis au CIRDI en septembre 2013. Le rapport de l'expert sur la concession de Santa Fe est attendu en 2014. La procédure suit son cours.

(1) Comparable à la procédure française de redressement judiciaire.

(2) Environ 40 millions de dollars américains.



28.1.9 Fos Cavaou – Construction

Fosmax LNG⁽¹⁾, filiale d'Elengy à 72,5% et de Total à 27,5%, 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»).

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. STS (groupement formé de SOFREGAZ, TECNIMONT SpA et SAIPEM SA) a déposé son mémoire en défense et demandes reconventionnelles le 28 janvier 2013. Après échange des différents mémoires prévus par la procédure, les audiences se sont déroulées du 18 au 22 novembre 2013. La sentence est attendue fin 2014.

28.1.10 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'État 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.

Le 11 juin 2013, Electrabel a introduit devant la Cour Constitutionnelle un recours en annulation partielle de la loi du 27 décembre 2012 portant modification de la loi du 11 avril 2003 sur les provisions de démantèlement des centrales nucléaires et la gestion des matières fissiles irradiées, et, en particulier, ses articles instaurant une contribution de 550 millions d'euros à la charge des exploitants nucléaires au titre de l'année 2012, dont 479 millions d'euros à la charge d'Electrabel.

Electrabel a, par ailleurs, 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. L'affaire a été plaidée le 11 février 2014 et mise en délibéré. Le jugement est attendu d'ici la fin du premier semestre 2014.

(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.

28.1.11 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 et le Tribunal a statué en mai 2013 en faveur de SUEZ-Tractebel. L'Inspection Spéciale a acquiescé au jugement rendu, ce qui clôture ce litige.

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). En avril 2013, un jugement sur le fond a statué en faveur de la position défendue par Electrabel et SUEZ-Tractebel. L'Inspection Spéciale a acquiescé au jugement rendu ce qui met fin à ce litige. Les dégrèvements et remboursements d'impôts indûment enrôlés sont en cours.

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, ni pour 2012, ni pour 2013 car le seul site susceptible de faire l'objet du prélèvement ne bénéficie plus d'un permis d'exploitation pour production d'électricité. L'Administration de l'Énergie maintient sa position antérieure et a établi également pour 2012 et 2013 des prélèvements sur 7 sites qui se montent à 67,5 millions d'euros pour chaque exercice. Electrabel conteste ces prélèvements par voie administrative et par l'introduction de recours auprès du Tribunal de Première Instance de Bruxelles.

28.1.12 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. À noter que les décisions du Conseil d'État, du 10 décembre 2012, dans les affaires Rhodia et Accor relatives au contentieux précompte, peuvent indirectement affecter l'argumentation de GDF SUEZ, sans toutefois modifier sa position compte tenu de l'état d'avancement des procédures en cours la concernant.

28.1.13 Réclamation du fisc brésilien

Tractebel Energia, Groupe GDF SUEZ, contestait l'enrôlement de 382 millions de réals 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 du Tribunal administratif de Florianopolis, une décision favorable qui a été confirmée par le Tribunal administratif compétent en matière fiscale, le 11 juin 2013. En septembre 2013, les autorités fiscales ont confirmé qu'ils n'introduiraient pas d'appel contre cette décision, ce qui clôture ce litige.

28.1.14 Réclamation du fisc néerlandais

L'Administration fiscale néerlandaise refuse, sur base d'une interprétation contestable d'une modification légale intervenue en 2007, la déductibilité d'une partie des intérêts pris en charge sur le financement d'acquisitions de participations aux Pays-Bas réalisées en 2000. Le montant des impôts et intérêts de retard enrôlés s'élève à 127 millions d'euros. Un recours administratif a été introduit contre ces enrôlements.

28.2 Concurrence et concentrations

28.2.1 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.

28.2.2 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.

28.2.3 Contrats à long terme en Hongrie

Dans une décision du 4 juin 2008, la Commission européenne a qualifié d'aides d'État 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 et notamment celui entre DUNAMENTI Erőmű, filiale du Groupe, et MVM. Elle a invité la Hongrie à mettre fin à ces contrats et à récupérer les aides d'État 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. Ce mécanisme de compensation a été approuvé par la Commission européenne le 27 avril 2010. La Hongrie a donc adopté une loi résiliant les contrats à long terme d'achat d'électricité à partir du 31 décembre 2008 et prévoyant la récupération des aides d'État résultant de ces contrats. DUNAMENTI Erőmű a introduit, le 28 avril 2009, un recours en annulation contre la décision de la Commission européenne du 4 juin 2008 devant le Tribunal de l'Union européenne le 28 avril 2009. L'audience a eu lieu le 15 mai 2013, le Tribunal n'a pas indiqué la date à laquelle il rendra son arrêt. Le 27 avril 2010, la Commission européenne a rendu une décision approuvant le montant de l'aide d'État 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'État 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'État 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 Erőmű⁽²⁾.

(1) Environ 134 millions d'euros.

(2) Voir aussi Note 28.1.1 «Litiges et arbitrages/Electrabel – État de Hongrie».



Par ailleurs, DUNAMENTI Erőmű et son actionnaire principal Electrabel, ont introduit, le 10 janvier 2014, un recours indemnitaire devant le Tribunal de l'Union européenne afin de pouvoir obtenir de la Commission européenne des dommages et intérêts au cas où la décision du 4 juin 2008 serait annulée.

28.2.4 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.

Le 29 novembre 2013 l'Auditorat a transmis un projet de décision au Président de la nouvelle Autorité belge de la concurrence⁽¹⁾ ainsi qu'à Electrabel. Le projet de décision, qui confirme le rapport de l'Auditorat déposé le 7 février 2013, allègue l'existence d'abus de position dominante dans le chef d'Electrabel. Cette affaire va maintenant être examinée par le Collège de la Concurrence⁽²⁾. Electrabel conteste formellement ces allégations et soumettra ses observations écrites au Collège. Electrabel sera entendue oralement lors d'une audience du Collège.

NOTE 29 ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA CLÔTURE

Aucun événement significatif n'est intervenu postérieurement à la clôture des comptes arrêtés au 31 décembre 2013.

NOTE 30 LISTE DES PRINCIPALES SOCIÉTÉS CONSOLIDÉES AU 31 DÉCEMBRE 2013

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 intégrées globalement 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.

Le sigle NI est utilisé pour indiquer la non-consolidation de la société.

Les entités marquées d'une étoile (*) font partie de l'entité juridique GDF SUEZ SA.

Energy International (BEI)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Amérique du Nord (BEI)							
Groupe GDF SUEZ ENERGY GENERATION NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ GAS NA LLC	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY MARKETING NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
Groupe GDF SUEZ ENERGY RESOURCES NORTH AMERICA	1990 Post Oak Boulevard, Suite 1900 Houston, TX 77056-4499 - États-Unis	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

(1) Suite à l'entrée en vigueur, le 6 septembre 2013, de la loi du 3 avril 2013 portant sur l'insertion du Livre IV et V dans le Code de droit économique, l'Autorité belge de la concurrence remplace désormais le Conseil de la concurrence.

(2) La nouvelle instance de décision de l'Autorité.



Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Amérique Latine (BEI)							
Groupe E-CL SA	Avda. El Bosque Norte 500, of. 902 - Santiago - Chili	52,8	52,8	52,8	52,8	IG	IG
Groupe TRACTEBEL ENERGIA	Rua Paschoal Apóstolo Pítsica, 5064 - Agronômica Florianopolis - Santa Catarina - Brésil	68,7	68,7	68,7	68,7	IG	IG
ENERSUR	Av. República de Panamá 3490 - San Isidro - Lima 27 - Pérou	61,8	61,8	61,8	61,8	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Asie-Pacifique (BEI)							
GLOW ENERGY PUBLIC CO. Ltd	195 Empire Tower, 38th Floor - Park Wing - South Sathorn Road - Yannawa - Sathorn - Bangkok 10120 - Thaïlande	69,1	69,1	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	44,9	65,0	65,0	IG	IG
HAZELWOOD POWER PARTNERSHIP	PO Box 195, Brodribb Road - Morwell Victoria 3840 - Australie	72,0	91,8	100,0	91,8	IG	IG
Loy Yang B Consolidated	Level 33, Rialto South Tower - 525 Collins Street - Melbourne Vic 3000 - Australie	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Région Royaume-Uni et Autres Europe (BEI)							
GDF SUEZ ENERGY UK RETAIL	No.1 Leeds 26 Whitehall Road-Leeds LS12 1BE - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
FHH (Guernesey) Ltd	Gategny Court - Gategny Esplanade - St Peter Port - Guernesey - GY1 1 WR	75,0	75,0	100,0	100,0	IG	IG
SALTEND	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - Royaume-Uni	75,0	75,0	100,0	100,0	IG	IG
BAYMINA ENERJI A.S.	Ankara Dogal Gaz Santrali, Ankara Eskisehir Yolu 40.Km, Maliköy Mevkii, 06900 Polatki/Ankara - Turquie	95,0	95,0	95,0	95,0	IG	IG



Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
		Région Corporate (BEI)					
INTERNATIONAL POWER plc (IPR)	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
International Power CONSOLIDATED HOLDINGS LIMITED	Senator House - 85 Queen Victoria Street - London - EC4V 4DP - Royaume-Uni	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
International Power Brussels	Boulevard Simon Bolivar, 34 -1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Énergie Europe (BEE)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
		Central Western Europe (BEE)					
COMPAGNIE NATIONALE DU RHÔNE (CNR)	2, rue André Bonin 69004 Lyon - France	49,9	49,9	49,9	49,9	IG	IG
GDF SUEZ SA - Énergie Europe (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Thermique France	2, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - Amo Gas (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ Kraftwerk Wilhelmshaven GmbH & Co. KG	Niedersachsendamm 10 - 26386 Wilhelmshaven - Allemagne	57,0	57,0	52,0	52,0	IG	IG
Groupe SAVELYS	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
GDF SUEZ Energie Deutschland AG	Friedrichstraße 200 - D-10117 Berlin - Allemagne	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 Énergie Europe ne publient pas de comptes annuels en application de la 7^e Directive européenne et des dispositions internes 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. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
Autres Europe (BEE)							
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° 6-57013 Rosignano Solvay - Italie	99,5	99,5	99,5	99,5	IG	IG
GDF SUEZ PRODUZIONE SpA	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 - 040254 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 SpA	Via Spadolini, 7 - 20141 Milano - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

Global Gaz & GNL (B3G)

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
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 SUEZ E&P 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 Lingen - Allemagne	70,0	70,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ SA - B3G (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ 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. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
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

Énergie Services

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
COFELY ITALIA SpA	Via Ostiense, 333 - 00146 Roma - Italie	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
AXIMA CONCEPT	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
Pôle Cofely Réseaux	Immeuble le Wilson II - 80, Avenue du Général de Gaulle -CS 90021 - 92031 Paris La Défense Cedex - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
COFELY FABRICOM SA	Rue Gatti de Gamond, 254 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
BALFOUR BEATTY WORKPLACE (**)	Fourth Floor West - Block 1 angel Square - 1 Torrens Street - London - EC1V 1NY - Royaume-Uni	100,0	0,0	100,0	0,0	IG	NI
GROUPE INEO	1, Place des Degrés - 92059 Paris La Défense - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG

(**) Cofely Workplace Limited est le nouveau nom de Balfour Beatty Workplace, acquise par le Groupe fin 2013.

Autres

Noms	Adresse du siège social	% d'intérêt		% de contrôle		Méthode de consolidation	
		Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012	Déc. 2013	Déc. 2012
GDF SUEZ SA (*)	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ EMT Corporate	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GIE - GDF SUEZ ALLIANCE	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ FINANCE SA	1, Place Samuel de Champlain - 92400 Courbevoie - France	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ CC	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GENFINA	Boulevard Simon Bolivar, 34 - 1000 Bruxelles - Belgique	100,0	100,0	100,0	100,0	IG	IG
GDF SUEZ TREASURY Management	65, Avenue de la Gare - 1611 Luxembourg - Grand Duché de Luxembourg	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

Le Groupe comptait jusqu'au 22 juillet 2013 un segment opérationnel «SUEZ Environnement» comprenant le groupe SUEZ Environnement consolidé par intégration globale dans les comptes consolidés (cf. Note 3 «Information sectorielle»). Depuis la date de perte de contrôle, la quote-part détenue est consolidée par mise en équivalence dans le segment «Autres».

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 internes 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 31 HONORAIRES DES COMMISSAIRES AUX COMPTES ET MEMBRES DE LEURS RÉSEAUX

Les cabinets Deloitte, EY 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.

	EY				Deloitte				Mazars			
	Montant		%		Montant		%		Montant		%	
	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012	2013	2012
<i>En millions d'euros</i>												
Audit												
Commissariat aux comptes, certifications, examen des comptes individuels et consolidés⁽¹⁾												
• GDF SUEZ SA	1,9	2,3	16,3%	11,7%	1,1	1,4	6,2%	7,2%	1,1	1,3	25,2%	15,3%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	7,8	13,7	68,8%	71,0%	14,3	14,9	76,9%	77,3%	2,6	5,9	59,7%	71,5%
Autres diligences et prestations directement liées à la mission du Commissariat aux comptes												
• GDF SUEZ SA	0,3	0,5	2,7%	2,5%	0,8	0,6	4,3%	3,3%	0,1	0,3	3,3%	3,6%
• Filiales intégrées globalement et proportionnellement	0,6	1,6	5,1%	8,4%	1,1	1,3	6,2%	6,5%	0,5	0,6	11,5%	7,4%
SOUS-TOTAL	10,6	18,1	92,9%	93,7%	17,3	18,2	93,5%	94,3%	4,4	8,0	99,7%	97,8%
Autres prestations												
• Fiscal	0,7	1,1	6,0%	5,5%	0,8	1,1	4,5%	5,6%	-	-	-	0,4%
• Autres	0,1	0,2	1,0%	0,9%	0,4	-	2,0%	0,1%	-	0,1	0,3%	1,8%
SOUS-TOTAL	0,8	1,2	7,1%	6,3%	1,2	1,1	6,5%	5,7%	-	0,2	0,3%	2,2%
TOTAL	11,4	19,3	100%	100%	18,5	19,3	100%	100%	4,4	8,2	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 0,1 million d'euros pour Deloitte en 2013 (0,2 million d'euros en 2012), 0,1 million d'euros pour EY en 2013 (0,5 million d'euros en 2012) et 0,1 million d'euros pour Mazars en 2013 (0,1 million d'euros en 2012).

Les honoraires relatifs à la branche SUEZ Environnement au titre de 2013 ont été arrêtés au 22 juillet 2013 (date du passage de SUEZ Environnement de consolidation par intégration globale à mise en équivalence), ce qui affecte quasi exclusivement les honoraires des cabinets EY et Mazars.

Le document des Comptes Consolidés 2013 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 © 02/2014

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